

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ САРАНПАУЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛЯПИН.
ОБСЛУЖИВАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
тема

Руководитель	_____	канд.техн.наук, доцент кафедры ГГЭЭС Саяно-Шушенский филиал СФУ	<u>Р.Ю. Беляев</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Д.С. Бугаев</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование
Саранпаульской ГЭС на реке Ляпин. Обслуживание силовых трансформаторов»

Консультанты по разделам:

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ САРАНПАУЛЬСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции.....	10
1.1 Климат в районе строительства гидроузла (ГУ).....	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Топологические характеристики водохранилища.....	12
1.4 Энергосистема.....	13
1.5 Сейсмология	15
2 Водно–энергетические расчёты.....	16
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	16
2.1.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%).....	16
2.1.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	18
2.2 Водно–энергетические расчеты.....	19
2.2.1 Покрытие графиков нагрузки существующими электростанциями	19
2.2.2 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК.....	19
2.2.3 Баланс энергии	21
2.2.4 Водно–энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году	22
2.2.5 Определение рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок.....	23
2.2.7 Баланс мощностей.....	26
2.2.8 Водно–энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году	27
2.3 Режимное поле	28
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	31
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов	31
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	34
3.3 Выбор типа серийного генератора	36
3.4 Расчет вала и подшипников	37
3.5 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры, и определение ее геометрических размеров проточной части	38
3.6 Выбор маслонапорной установки	41
4 Электрическая часть	42
4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС	42
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	42
4.2.1 Выбор синхронного генератора	42
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	43
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	45

4.2.4	Выбор трансформаторов собственных нужд	46
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушной линии.....	47
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико – экономического расчета.....	48
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	50
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования.....	50
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	50
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	51
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	53
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	54
4.9	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	59
4.10	Выбор параметров КРУЭ	62
5.	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	64
5.1	Перечень защит основного оборудования	64
5.2	Расчёт номинальных токов.....	66
5.3.	Описание защит и расчёт их уставок.....	67
5.3.1	Защиты системы возбуждения	67
5.3.2	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	72
5.3.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U0))	75
5.3.4	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	78
5.3.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	78
5.3.6	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	82
5.3.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	84
5.3.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	87
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор.....	88
5.5.	Таблица уставок и матрица отключений защит	89
6	Компоновка и сооружения гидроузла	90
6.1	Проектирование водосливной плотины	90
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины	90
6.1.2	Расчёт параметров волнового воздействия	90
6.2	Гидравлические расчёты	93
6.2.1	Определение ширины водосливногo фронта	93
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	94
6.2.3	Проверка на пропуск расчётного расхода при поверочном расчётном случае	95

6.2.4 Построение профиля водосливной грани.....	96
6.2.5 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс	97
6.2.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	98
6.2.7 Расчет водобойной стенки	100
6.3 Конструирование плотины.....	101
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины	101
6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами	103
6.3.3 Быки.....	103
6.3.4 Устой	104
6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин	104
6.3.6 Галереи в теле плотины.....	105
6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины..	105
6.4.1 Понур.....	105
6.4.2 Дренажные устройства в основании	105
6.5 Конструирование элементов нижнего бьефа	105
6.5.1 Водобой.....	105
6.5.2 Рисберма	106
6.5.3 Ковш	106
6.6 Фильтрационные расчеты подземного контура.....	107
6.7 Определение основных нагрузок на плотину	108
6.7.1 Вес сооружения	108
6.7.2 Расчёты гидростатического давления.....	109
Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:	109
6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления	110
6.7.4 Сила фильтрационного давления	110
6.7.5 Давление грунта	110
6.7.6 Расчёт волнового давления	112
6.8 Расчёт прочности плотины	113
6.8.1 Определение напряжений	113
6.8.2 Критерии прочности плотины	116
6.8.3 Расчёт устойчивости плотины.....	116
7 Мероприятия по охране окружающей среды	118
7.1 Общие сведения о районе строительства	118
7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	119
7.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	123
7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	124
8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда.	125
8.1 Охрана труда.....	125
8.1.1 Политика в области охраны труда	125
8.1.2 Участие работников и их представителей в области охраны труда...	126
8.1.3 Обязанности и ответственность	126

8.2 Пожарная безопасность	127
8.2.1 Основные требования к организации подготовки персонала	127
8.2.2 Содержание территории.....	129
8.2.3 Содержание зданий и сооружений.....	130
9 Техничко–экономические показатели	133
9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	133
9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	133
9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	133
9.1.3 Налоговые расходы.....	136
9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	137
9.3 Анализ денежных потоков	137
9.4 Оценка инвестиционного проекта.....	138
9.4.1 Методология, исходные данные.....	138
9.4.2 Коммерческая эффективность	139
9.4.3 Бюджетная эффективность	140
9.5 Анализ чувствительности	140
10 Обслуживание силовых трансформаторов	142
10.1 Назначение и основные компоненты силовых трансформаторов	142
10.2 Работы проводимые при техническом обслуживании силовых трансформаторов	144
10.2.1 Контроль и обслуживание системы охлаждения силовых трансформаторов.....	146
10.2.2 Контроль трансформаторного масла	149
10.2.3 Контроль высоковольтных вводов силовых трансформаторов	152
10.2.4 Контроль обмотки и изоляции силовых трансформаторов.....	155
10.2.5 Текущий и капитальный ремонт силовых трансформаторов.....	155
10.3 Техника безопасности проводимая при обслуживании силовых трансформаторов.....	157
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	160
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	162
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции.....	165
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно–энергетические расчёты	166
ПРИЛОЖЕНИЕ В Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	172
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	175
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Компоновка и сооружения гидроузла.....	177

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ САРАНПАУЛЬСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки: Ляпин;
2. Наименование ГЭС: Саранпаульская ГЭС;
3. Местонахождение ГЭС: Берёзовский район Ханты–Мансийского автономного округа.
4. Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний $248 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1%: $1663,9 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%: $1898,2 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - г) минимальный: $65 \text{ м}^3/\text{с}$;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока: Годичный;
 - б) отметка НПУ: 63,00 м;
 - в) отметка ФПУ: 64,00 м;
 - г) отметка УМО: 55,33 м;
 - д) объём водохранилища полный: $6,92 \text{ км}^3$;
 - е) объём водохранилища полезный: $3,59 \text{ км}^3$;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный: 34,30 м;
 - б) расчётный: 26,40 м;
 - в) минимальный: 22,00 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная: 160 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии: 534 млн кВт·ч;
9. Плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная грунтовая плотина: 375,8 м / 40,2 м;
 - б) левобережная грунтовая плотина: 402,0 м / 28,5 м;
 - в) стационарная часть 80,0 м / 46,1 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и ширина пролётов: 3 и 9 м;
 - б) общая длина: 33,0 м;
 - в) максимальная высота: 46,1 м;
 - 10.2 Глубинный водослив:
 - а) число и форма сечения: 2 и круглое;
 - б) диаметр сечения: 3,2 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания: русловая;
 - б) число агрегатов: 4;
 - в) грунты в основании: суглинок;
 - г) тип спиральной камеры: бетонная;

12. Основное оборудование:

- а) Тип турбины: ПЛ–40а–475;
- б) Тип генератора: СВ 840/135–44;
- в) Номинальная активная мощность генератора: 40 МВт;
- г) Частота вращения: 136,4 об/мин;
- д) Тип трансформаторов: ТДЦН – 63000/220;

13. Техничко–экономические показатели:

- а) Срок окупаемости: 11 лет, 2 месяца;
- б) Себестоимость электроэнергии: 0,26 руб/Квт·ч;
- в) Удельные капиталовложения: 80648,56 руб/Квт;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектрическая станция, гидроэлектростанция (ГЭС), комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию.

В настоящее время 19% энергии, производимой на международном уровне, поступает из возобновляемых источников. Из этого количества примерно 84% вырабатывается гидроэлектростанциями (ГЭС). Всего гидроэлектроэнергия (называемая также «водной») составляет 1/6 от всей электрической энергии, генерируемой на планете.

Гидроэнергетика – одно из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Водные ресурсы, являются возобновляемыми и наиболее экологичными источниками энергии, использование которых позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений.

Кроме своего прямого назначения, производства электроэнергии, гидроэнергетика решает дополнительно ряд важнейших для общества и государства задач. Прямая выгода от них включает создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыбозаводство, регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения.

Гидроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения, вокруг нее возникают производства, развивается промышленность, создаются новые рабочие места.

Работа гидроэлектростанции достаточно проста. Возведенные гидротехнические сооружения обеспечивают стабильный напор воды. Запасенная энергия приводит турбину в движение, в результате чего она вращает генераторы. Последние и вырабатывают электроэнергию, которую затем по линиям высоковольтных передач доставляют потребителю.

Основная сложность подобного сооружения – обеспечение постоянного напора воды, что достигается путем возведения плотины. Благодаря ей большой объем воды концентрируется в одном месте. В некоторых случаях используют естественный ток воды, а иногда плотину и деривацию (естественное течение) применяют совместно.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции

1.1 Климат в районе строительства гидроузла (ГУ)

Климат района резко континентальный, характеризуется быстрой сменой погодных условий. Средняя температура в январе от $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$ до -24 ° . Период с отрицательной температурой воздуха продолжается 7 месяцев с октября по апрель.

Период с устойчивым снежным покровом продолжается 180–200 дней с конца октября до начала мая. Самый теплый месяц июль, средняя температура которого колеблется от $+15,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+18,4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Годовое количество осадков 400 — 550 мм; высота снежного покрова от 50 до 80 см. среднегодовая скорость ветра 5—7 м/с. Максимум осадков приходится на тёплое время года. Даже при сравнительно небольшом их количестве величины испарения весьма незначительны, в результате чего вся территория региона располагается в зоне избыточного увлажнения.

1.2 Гидрологические данные

Створ проектируемой ГЭС расположен на реке Ляпин протекает по территории Берёзовско района Ханты–Мансийского автономного округа Место створа показано на рисунке 1.2.1. Длина реки составляет 151 км. Течёт на юго–восток по западной окраине Западно–Сибирской равнины. Замерзает в октябре, вскрывается во 2–й половине мая. Средний многолетний расход реки составляет $248\text{ м}^3/\text{с}$.

Минимальный расход реки за период с 1952 по 1994 годы составляет $Q_{mix}=10,8\text{ м}^3/\text{с}$.

Максимальный расход реки за период с 1952 по 1994 годы составляет $Q_{max}=1830\text{ м}^3/\text{с}$.



Рисунок 1.2.1 – Место расположения реки Ляпин на карте

В таблице 1.2.1 размещен гидрологический ряд расходов воды за период 1952–1994гг.

Таблица 1.2.1 – Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды в створе ГЭС

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср}, м^3/с$
1952	32	23	15	14	643	1040	252	304	527	193	53	27	260
1953	17	15	14	390	490	441	256	266	253	138	53	34	197
1954	23	19	19	89	518	962	292	267	314	209	81	43	236
1955	31	24	17	81	948	504	260	259	251	112	57	40	215
1956	24	14	12	14	565	439	561	778	531	241	87	47	276
1957	35	25	19	20	1000	1150	927	263	256	152	76	47	331
1958	33	26	20	20	274	1470	439	295	272	141	86	44	260
1959	27	23	20	16	906	890	596	368	280	183	83	42	286
1960	26	17	12	75	432	683	270	292	265	205	55	32	197
1961	25	18	17	17	533	1020	298	254	264	156	63	40	225
1962	28	24	19	53	1160	643	450	450	727	226	104	52	328
1963	30	24	18	16	725	590	316	565	287	229	80	45	244
1964	26	18	14	14	696	565	257	267	258	191	54	37	200
1965	28	19	17	20	600	908	573	634	441	175	87	46	296
1966	29	19	14	15	1120	738	322	604	350	242	84	42	298
1967	20	11	12	18	436	518	341	273	261	145	136	63	187
1968	35	26	22	22	706	743	442	330	260	120	60	30	233
1969	23	15	12	12	263	1310	569	329	348	129	66	34	259
1970	19	13	13	14	345	775	450	292	265	111	70	32	200
1971	18	12	9	7	358	1270	547	290	367	104	63	36	257
1972	23	17	16	17	257	1282	400	381	270	100	45	27	236

Окончание таблицы 1.2.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср}$, $м^3/с$
1973	17	11	9	43	1040	634	260	317	258	95	59	37	232
1974	29	20	18	18	262	1257	507	337	257	110	53	30	242
1975	22	15	15	20	527	827	933	403	305	155	63	45	277
1976	31	24	22	24	662	846	625	261	260	62	32	29	240
1977	17	12	11	45	513	282	251	250	252	85	57	35	151
1978	21	16	14	15	251	1006	800	404	253	121	71	41	251
1979	29	20	14	19	1140	875	647	366	494	186	72	38	325
1980	22	14	12	42	263	342	299	366	317	252	68	49	171
1981	36	30	24	22	373	1220	305	384	250	170	89	56	247
1982	37	27	21	40	950	674	299	336	251	64	55	38	233
1983	29	21	17	25	383	1660	311	354	256	207	135	62	288
1984	43	32	27	22	724	1050	402	367	611	129	67	36	292
1985	22	16	12	14	268	1430	445	419	263	112	70	44	259
1986	28	23	21	26	759	643	727	293	412	153	70	38	266
1988	24	15	13	18	264	975	257	295	251	131	64	38	196
1989	27	21	21	20	458	374	276	271	256	89	50	30	158
1990	22	19	17	35	743	1190	268	277	274	132	69	39	257
1991	25	17	18	144	1290	544	618	524	461	324	122	59	346
1992	33	27	23	22	813	442	526	268	311	120	74	44	225
1993	28	25	21	20	695	1220	456	316	527	217	78	38	303
1994	27	18	14	22	645	885	441	306	247	205	78	50	245
$Q_{ср\text{ мног}}$, $М^3/с$	27	20	17	41	618	863	439	353	330	158	73	41	248

1.3 Топологические характеристики водохранилища

Отметка нормального подпорного уровня данного створа проектируемой ГЭС равна $\nabla ВБ=63м$, отметка дна $\nabla НБ = 27м$, а длина створа равна 775м. Створ проектируемой ГЭС представлен на рисунке 1.3.1

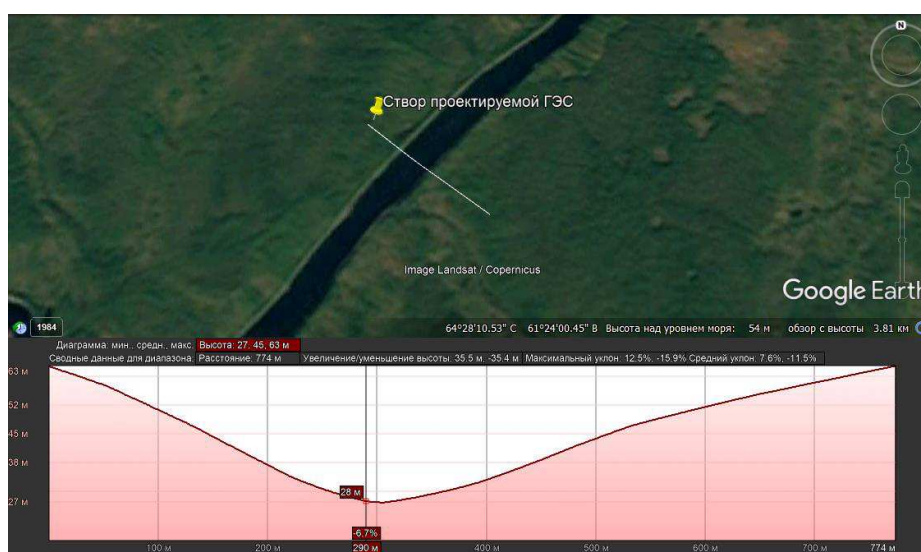


Рисунок 1.3.1 – Створ проектируемой ГЭС

Более подробно рассмотрим сечение створа в приложение А, рисунок А1. На рисунке 1.3.2 представлена кривая зависимости объема стока от уровня воды.

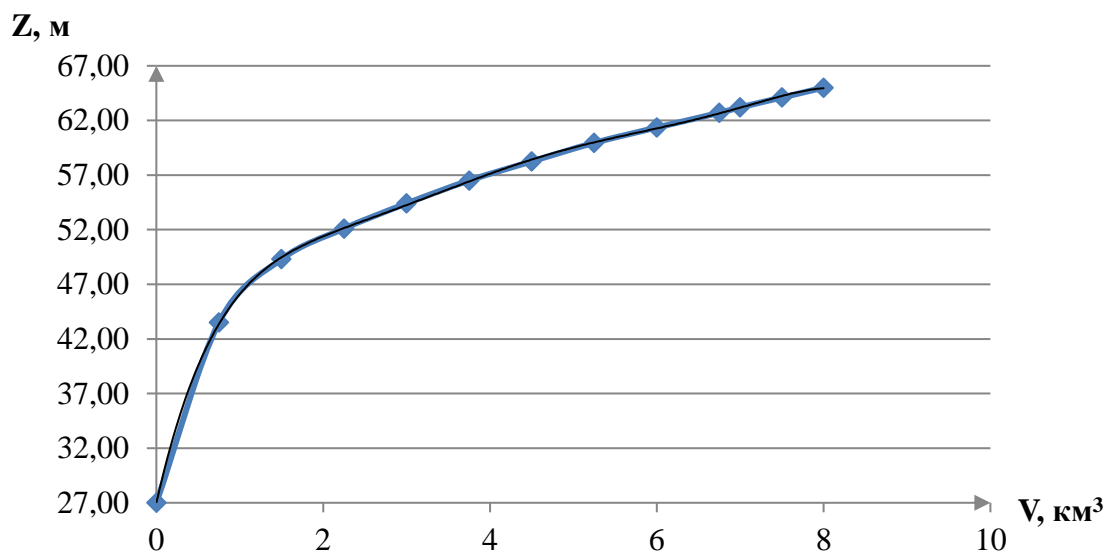


Рисунок 1.3.2 – Кривая зависимости объема стока от уровня воды

На рисунке 1.3.3 изображена кривая зависимости расхода от уровня воды для зимы и для лета.

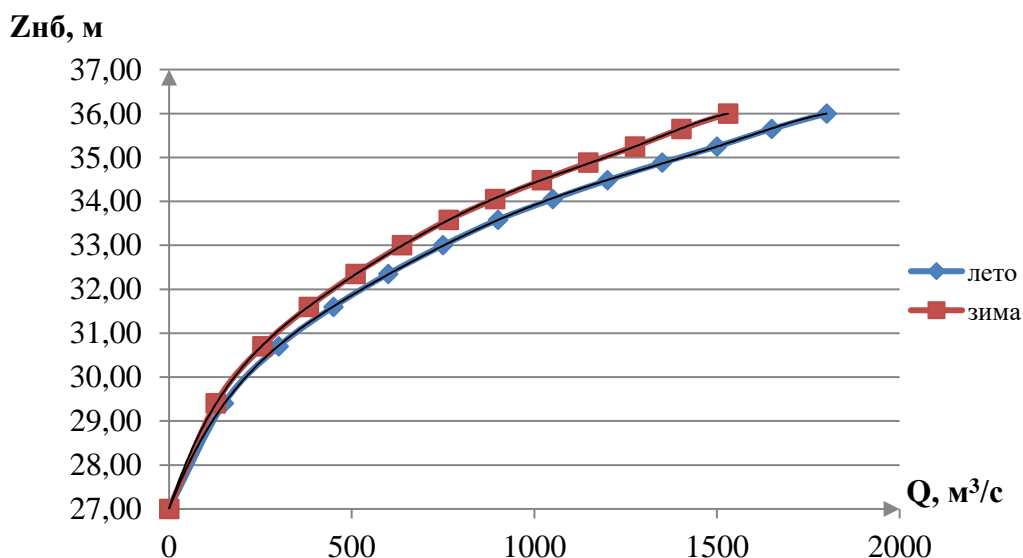


Рисунок 1.3.3 – Кривые зависимости расхода от уровня воды для зимы и для лета

1.4 Энергосистема

По своему расположению проектируемая гидроэлектростанция относится к ОДУ Урала. Но так как мощность ГЭС будет меньше 10% от всей мощности ОДУ (53614 МВт), будем проектировать на местную нагрузку, Свердловская

РДУ. Суточные графики нагрузки для зимних и летних суток представлен на рисунке 1.4.1.

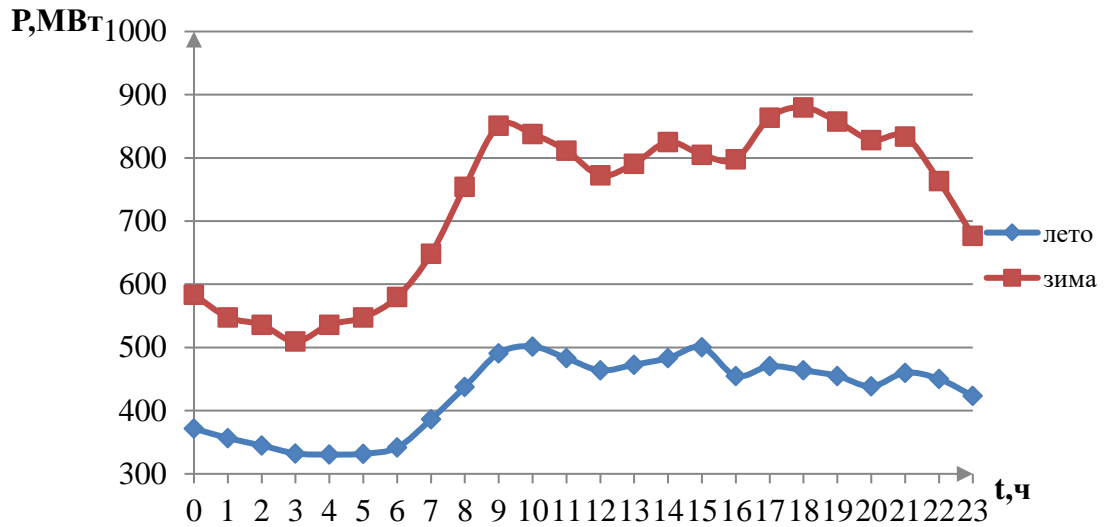


Рисунок 1.4.1 – Суточные графики нагрузки для зимних и летних суток

Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы строятся по закону косинуса. Нагрузку определим по формуле 1.1:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (1.1)$$

где t – порядковый номер месяца в году; a , b – коэффициенты, для определения которых используются формулы 1.2 и 1.3:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}; \quad (1.2)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (1.3)$$

Угол α определим по формуле 1.4:

$$\alpha = |30^0 t - 15^0| \cdot \frac{3,14}{180^0}. \quad (1.4)$$

Среднемесячные нагрузки можно рассчитать, определив среднее значение декабрьских и июньских исходных суточных графиков.

Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок представлены в таблице 1.4.1 и на рисунке 1.4.2.

Таблица 1.4.1 – Расчетные значения максимальных и средних мощностей

Месяцы	cos	Рсред	Рmax
1	0,966	674	825
2	0,7074	648	789
3	0,2595	603	727
4	-0,2579	551	655
5	-0,7063	506	593
6	-0,9655	480	557
7	-0,9664	480	557
8	-0,7085	506	593
9	-0,261	551	655
10	0,2564	603	727
11	0,7051	648	789
12	0,9651	674	825

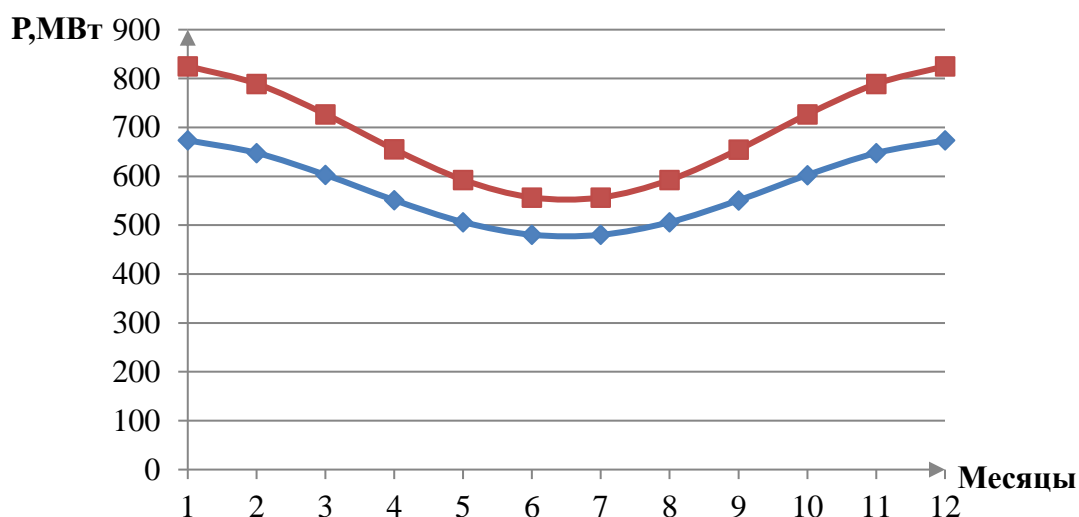


Рисунок 1.4.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

1.5 Сейсмология

Территория Ханты–Мансийского автономного округа характеризуется слабой сейсмической активностью, не более 6 баллов по шкале MSK–64.

2 Водно–энергетические расчёты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

2.1.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Данные кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в таблицы 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – Данные кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

№п/п	P, %	Q _{ср год} , м ³ /с	Годы	Q _{меж} , м ³ /с	Годы	Q _{пол} , м ³ /с	Годы
1	2	346	1991	101	1991	719	1957
2	5	331	1957	94	1953	704	1979
3	7	328	1962	72	1962	687	1991
4	9	325	1979	71	1983	686	1962
5	12	303	1993	69	1954	643	1993
6	14	298	1966	66	1980	631	1965
7	16	296	1965	64	1966	631	1984
8	19	292	1984	63	1963	627	1966
9	21	288	1983	63	1956	608	1959
10	23	286	1959	61	1981	599	1975
11	26	277	1975	61	1993	593	1983
12	28	276	1956	60	1960	575	1956
13	30	266	1986	59	1994	567	1986
14	33	260	1952	58	1967	566	1971
15	35	260	1958	56	1959	565	1985
16	37	259	1985	56	1965	564	1969
17	40	259	1969	54	1979	553	1952
18	42	257	1990	53	1957	550	1990
19	44	257	1971	53	1958	550	1958
20	47	251	1978	52	1955	543	1978
21	49	247	1981	52	1986	531	1976
22	51	245	1994	51	1952	524	1974
23	53	244	1963	51	1984	518	1972
24	56	242	1974	51	1964	506	1981
25	58	240	1976	49	1992	505	1994
28	65	233	1968	48	1975	497	1963
29	67	233	1982	48	1990	496	1968
30	70	232	1973	45	1968	474	1961
31	72	225	1961	43	1978	472	1992
32	74	225	1992	41	1969	471	1954
33	77	215	1955	41	1985	444	1955
34	79	200	1970	40	1982	425	1970
35	81	200	1964	40	1974	409	1964
36	84	197	1953	39	1970	403	1988

Окончание таблицы 2.1.1

№п/п	P, %	Q _{ср год} , м3/с	Годы	Q _{меж} , м3/с	Годы	Q _{пол} , м3/с	Годы
37	86	197	1960	39	1973	388	1960
38	88	196	1988	37	1977	341	1953
39	91	187	1967	37	1989	338	1967
40	93	171	1980	36	1971	327	1989
41	95	158	1989	35	1972	317	1980
42	98	151	1977	32	1976	310	1977

Вычислим коэффициент приведения для 1981 г по формулам 2.1 и 2.2:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п50\%базовое}}}{Q_{\text{п1981}}} = \frac{505}{506} = 1; \quad (2.1)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м50\%базовое}}}{Q_{\text{м1981}}} = \frac{60}{61} = 0,99. \quad (2.2)$$

Аналогично производим вычисления для 1994г:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п50\%базовое}}}{Q_{\text{п1994}}} = \frac{505}{505} = 1; \quad (2.3)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м50\%базовое}}}{Q_{\text{м1994}}} = \frac{60}{59} = 1,02. \quad (2.4)$$

Коэффициенты приведения ближе к единице для 1981 года.

Далее необходимо провести корректировку полученных коэффициентов. Результат представлен в таблицы 2.1.2.

Таблица 2.1.2 – Расходы в расчетном средневодном году 1981г (P=50%)

Для обеспеченности 50% в средневодном году													
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год} м ³ /с
1981г.	36	30	24	22	373	1220	385	304	250	170	89	56	247
С привед.	36	29	24	21	373	1220	385	304	250	167	88	56	246
С коррект.	36	30	24	22	373	1220	385	304	250	170	89	56	247

Коэффициенты после корректировки:

$$K_{\Pi} = 1;$$

$$K_{\text{М}} = 1.$$

2.1.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Аналогично средневодному году определяем коэффициенты приведения для маловодного года.

Вычислим коэффициент приведения для 1988 г по формулам 2.5 и 2.6.

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п}1988}} = \frac{370}{403} = 0,92; \quad (2.5)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м}1988}} = \frac{53}{48} = 1,10. \quad (2.6)$$

Аналогично производим вычисления для 1967г:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п}1967}} = \frac{370}{338} = 1,10; \quad (2.7)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м}90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м}1967}} = \frac{58}{59} = 0,91. \quad (2.8)$$

Коэффициенты приведение ближе к единице для 1988 года.

Далее необходимо провести корректировку полученных коэффициентов. Результат представлен в таблицы 2.1.3.

Таблица 2.1.3 – Расходы в расчетном маловодном году 1988г (P=90%)

Для обеспеченности 90% в маловодном году													
Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$ $\text{м}^3/\text{с}$
1988	24	15	13	18	264	975	257	295	251	131	64	38	195
С привед.	27	16	15	20	243	896	236	271	231	145	70	42	184
С коррект.	27	16	15	20	260	960	253	290	247	145	70	42	195

Коэффициенты после корректировки:

$$K_{\Pi} = 0,99;$$

$$K_{\text{М}} = 1,10.$$

Далее необходимо выяснить, не превышают ли какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года. Результат представлен в таблицы 2.1.4.

Таблица 2.1.4 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года после корректировки

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q50%–Q90%	9	13	10	1	113	260	132	14	3	25	19	15

Гидрограф маловодного и средневодного года представлен в приложение Б, рисунок Б1.

2.2 Водно–энергетические расчеты

2.2.1 Покрывтие графиков нагрузки существующими электростанциями

Установленная мощность существующей станции (Камская ГЭС) равна $N_{уст} = 552$ МВт, а годовая выработка $\mathcal{E}_{ср.год} = 1700$ млн кВт·ч. В данной работе берем 3 часть от годовой выработки.

Среднесуточная выработка Камской ГЭС для января–декабря определяется по формуле 2.9:

$$\mathcal{E}_{ср.сут}^{январь} = \frac{\mathcal{E}_{ср.год}}{365} \cdot 1,2; \quad (2.9)$$

$$\mathcal{E}_{ср.сут}^{январь} = \frac{567}{365} \cdot 1,2 = 1,86 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}.$$

Аналогично ведем расчет для оставшихся месяцев.

Среднесуточную мощность для января находим по формуле 2.10:

$$N_{ср.сут}^{январь} = \frac{\mathcal{E}_{ср.сут}^{январь}}{24} \cdot 1000; \quad (2.10)$$

$$N_{ср.сут}^{январь} = \frac{\mathcal{E}_{ср.сут}^{январь}}{24} \cdot 1000 = \frac{1,86}{24} \cdot 1000 = 78 \text{ МВт}.$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично.

Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС сведём в таблицу 2.2.1.

Таблица 2.2.1 – Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\mathcal{E}_{ср.сут}$, млн кВт·ч	1,86	1,79	1,71	1,40	1,32	1,24	1,24	1,32	1,4	1,71	1,79	1,86
$N_{ср.сут}$, МВт	78	74	71	58	55	52	52	55	58	71	75	78

2.2.2 Расчёт конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Напор ГЭС определим по формуле 2.11:

$$H_{ГЭС} = z_{ВБ} - z_{НБ} - \Delta h. \quad (2.11)$$

где $z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ; $z_{НБ}$ – уровень нижнего бьефа (УМО), согласно кривой связи $z_{НБ} = f(Q)$; Δh – потери напора.

Бытовая мощность находится по формуле 2.12:

$$N_{быт} = k_N \cdot Q_{пол}^{быт} \cdot H_{ГЭС}. \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности; $Q_{пол}^{быт}$ – полезный бытовой расход в данный месяц; $H_{ГЭС}$ – напор ГЭС.

Все полученные данные сведем в таблицу 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равному НПУ

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{пол}^{быт}$ м ³ /с	27	16	15	20	260	960	253	290	251	145	70	42
$z_{ВБ}$, м	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
$z_{НБ}$, м	27,6	27,4	27,3	27,5	30,8	33,8	30,3	30,6	30,3	29,3	28,5	27,9
$H_{ГЭС}$, м	35,3	35,6	35,6	35,5	32,2	29,2	32,6	32,3	32,6	33,7	34,5	35,0
$N_{быт}$, МВт	8	5	5	6	73	244	72	82	71	42	21	13

Далее проведём расчет работы ГЭС по требованиям ВХК, который будет аналогичен расчету по бытовому стоку.

Мощность ВХК будет рассчитана по формуле 2.13:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{под}. \quad (2.13)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{ВХК}$ м ³ /с	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
$Z_{ББ}$, м	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
$Z_{НБ}$, м	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,4	29,4
$H_{ГЭС}^{ПОДБ}$, м	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,5	33,6	33,6	33,6	33,6	33,3	33,3
$N_{ВХК}$, МВт	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38

Далее, для построения баланса энергии, необходимо сравнить режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Результаты приведены таблице 2.2.4.

Таблица 2.2.4 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{быт}$, МВт	8	5	5	6	73	244	72	82	71	42	21	13
$N_{ВХК}$, МВт	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
$N_{быт} - N_{ВХК}$	-29	-33	-33	-31	35	206	34	44	34	5	-16	-25

Избыточную мощность найдем из формулы 2.14:

$$N_{изб} = \sum(N_{быт} - N_{ВХК}); \quad (2.14)$$

$$N_{изб} = 191 \text{ МВт.}$$

2.2.3 Баланс энергии

С помощью данных, полученных в таблицах 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4, можно приступить к построению баланса энергии. Так же для этого нам необходимо знать избыток мощности полученный по формуле 2.14.

На балансе энергии проводят линию гарантированной мощности, с помощью которой находят $N_{гар}$.

Все данные необходимые для построения баланса энергии занесем в таблицу 2.2.5.

Таблица 2.2.5 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{ср}$, МВт	674	648	603	551	506	480	480	506	551	603	648	674
$N_{быт}$, МВт	8	5	5	6	73	244	72	82	71	42	21	13
$N_{ВХК}$, МВт	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
$N_{ср.сут}$, МВт	78	74	71	58	55	52	52	55	58	71	75	78
$N_{гар}$, МВт	88	65									65	88

Баланс энергии представлен на рисунке 2.2.1.

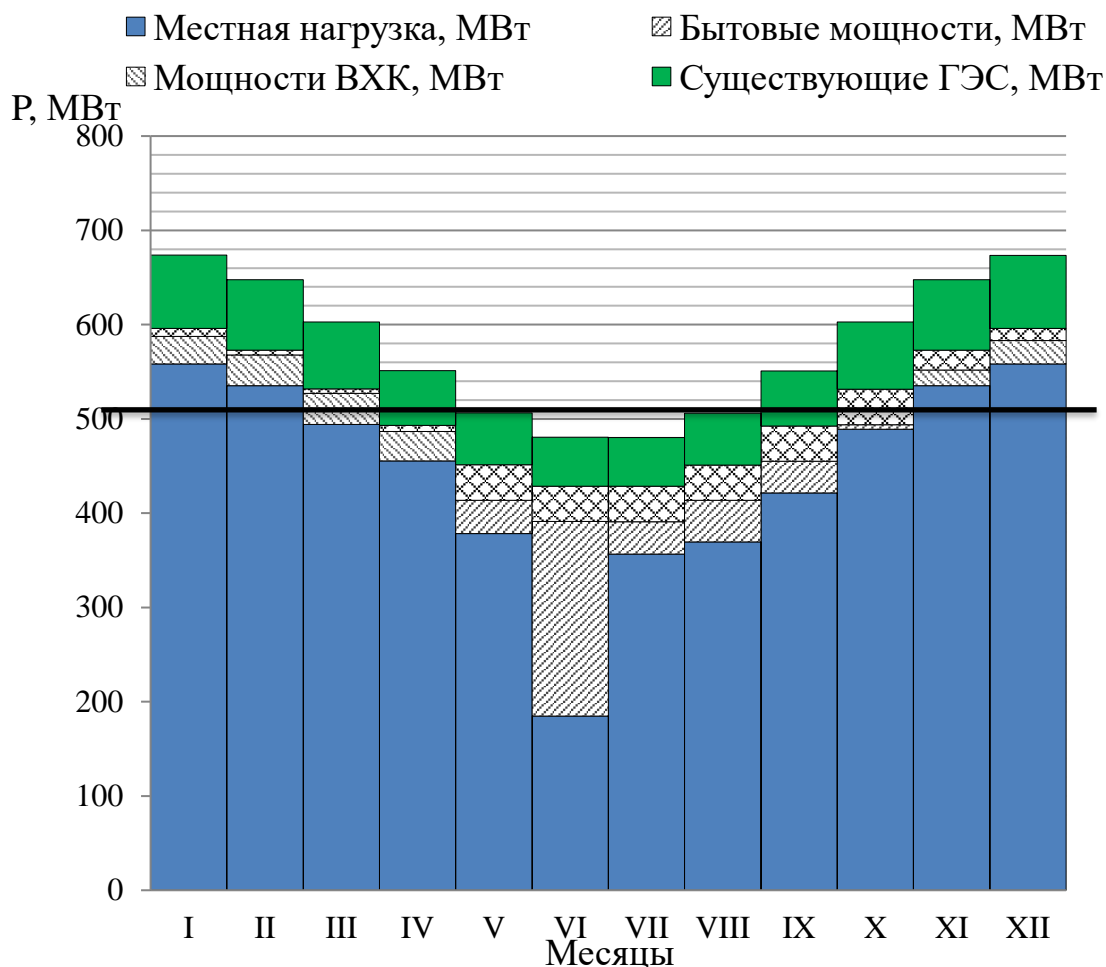


Рисунок 2.2.1 – Баланс энергии

2.2.4 Водно–энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году

Водно–энергетический расчёт необходим для определения режима сработки–наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Некоторые формулы, необходимы для расчета, указаны ниже:

Полезный бытовой приток определяется по формуле 2.15:

$$Q_{\text{пол,быт}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{шл}} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{филт}} - Q_{\text{лед}} \quad (2.15)$$

Турбинный расход найдем по формуле 2.16:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол,быт}} + Q_{\text{водох}} - Q_{\text{х.сб}} \quad (2.16)$$

Расход в нижний бьеф гидроузла найдем по формуле 2.17:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб}} + Q_{\text{шл}} + Q_{\text{филт}} \quad (2.17)$$

Приращение объема водохранилища найдем по формуле 2.18:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб}} + Q_{\text{шл}} + Q_{\text{филт}}. \quad (2.18)$$

Приращение объёма водохранилища найдем по формуле 2.19:

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водох}} \cdot t_{\text{с/мес}}}{10^9}. \quad (2.19)$$

Полезный объём водохранилища на конец расчетного интервала найдем по формула 2.20:

$$V_{\text{кон}} = V_{\text{нач}} - \Delta V. \quad (2.20)$$

Среднеинтегральная мощность ГЭС найдем по формула 2.21:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H. \quad (2.21)$$

Расчеты производятся в табличной форме. Результаты сведены в приложение Б, таблица Б1:

Первый вариант гарантированной мощности не подходит, так как конечная отметка ВБ меньше отметки НПУ, что не допустимо, так как не хватит объема воды для выработки гарантированной мощности.

Следовательно, необходимо поднять линию гарантированной мощности на 9 МВт.

Окончательный вариант гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в приложение Б, таблица Б2.

Таким образом, гарантированные мощности для ноября, декабря, января и февраля равны:

$$N_{\text{гар}}^{\text{январь}} = N_{\text{гар}}^{\text{декабрь}} = 88 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноябрь}} = N_{\text{гар}}^{\text{февраль}} = 65 \text{ МВт}.$$

2.2.5 Определение рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Для того, чтобы определить рабочую мощность проектируемой ГЭС, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Важно обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф, то есть, часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность определим по формуле 2.22:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{баз}} + N_{\text{пик}}. \quad (2.22)$$

Базовую мощность определим по формуле формула 2.23:

$$N_{\text{баз}} = k_N \cdot Q_{\text{сп}} \cdot H. \quad (2.23)$$

Тогда базовую выработку определим по формуле формула 2.24:

$$\mathcal{E}_{\text{баз}} = N_{\text{баз}} \cdot 24. \quad (2.24)$$

Выработку в пиковой зоне графика нагрузки определим по формуле 2.25:

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}}. \quad (2.25)$$

Результаты, полученные с помощью данных формул, занесем в таблицу 2.2.6.

Размещение треугольников для января и июня показаны в приложение Б, рисунок Б2 и Б3.

Таблица 2.2.6 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	Qс.п, м ³ /с	Nгар. МВт	Эгар. млн.кВт·ч	Nбаз. МВт	Эбаз. млн.кВт·ч	Эпик. млн.кВт·ч	N,пик МВт	N, раб МВт
1	65	88	2,11	61	1,59	0,52	95	156
2		65	1,55	46	1,19	0,36	76	122
3		50	1,20	39	0,95	0,25	60	99
4		29	0,70	25	0,60	0,09	35	60
5		29	0,71	25	0,60	0,09	34	59
6		32	0,77	18	0,66	0,12	30	48
7		35	0,86	26	0,73	0,11	32	58
8		36	0,88	30	0,75	0,11	33	63
9		37	0,90	32	0,76	0,11	38	70
10		40	0,95	43	0,80	0,15	45	88
11		65	1,57	47	1,23	0,34	75	122
12		88	2,11	64	1,60	0,51	92	156

Для того чтобы определить установленную мощность проектируемой ГЭС необходимо построить баланс мощностей, который будет строиться на основе данных расчетов.

Установленную мощность ГЭС определим по формуле 2.26

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.26)$$

Резервная мощность состоит из аварийной, ремонтной и нагрузочной мощностей.

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января найдем по формула 2.27:

$$P_{\text{нагр}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,03 = 825 \cdot 0,03 = 25 \text{ МВт.} \quad (2.27)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующей ГЭС в соответствии с их мощностями. Таким образом, нагрузочный резерв для ГЭС будет равен:

$$P_{\text{нагр}}^{\text{проект.ГЭС}} = 6 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нагр}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 6 \text{ МВт.}$$

Оставшуюся часть резерва распределяем на ТЭС:

$$P_{\text{нагр}}^{\text{ТЭС}} = 14 \text{ МВт.}$$

Аварийный резерв для января определим по формуле 2.28:

$$P_{\text{авар}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,1 = 825 \cdot 0,1 = 83 \text{ МВт.} \quad (2.28)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности проектируемой ГЭС он считается равным нулю.

Определим величины ремонтного резерва, для этого необходимо определить ремонтную площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС, по формулам 2.29, 2.30 и 2.31:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{184}{6} = 31 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}; \quad (2.29)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{156}{6} = 26 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}; \quad (2.30)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{458}{6} = 76 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.31)$$

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

2.2.7 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Все расчеты необходимые для построения баланса мощностей сведены в таблицу 3.9.

Баланс мощностей представлен на рисунке 2.2.2.

Таким образом, установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 155 + 5 = 160 \text{ МВт.}$$

Таблица 2.2.6 – Расчёт и распределение резервов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{авар}$	$P_{нагр}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{авр}$	$N_{рем}$
1	825	83	25	184	6	0	155	5	0	458	14	46	0
2	789	79	24	184	6	0	122	4	0	458	14	46	0
3	727	73	22	184	6	0	99	3	0	444	13	44	0
4	655	66	20	184	6	0	60	2	0	411	12	41	0
5	593	59	18	184	6	0	59	2	0	350	10	35	0
6	557	56	17	184	6	0	48	1	0	325	10	32	38
7	557	56	17	184	6	0	58	2	0	315	9	31	38
8	593	59	18	184	6	0	63	2	0	346	10	35	0
9	655	65	20	184	6	31	70	2	26	401	12	40	0
10	727	73	22	184	6	0	88	3	0	455	14	45	0
11	789	79	24	184	6	0	122	4	0	458	14	46	0
12	825	83	25	184	6	0	155	5	0	458	14	46	0

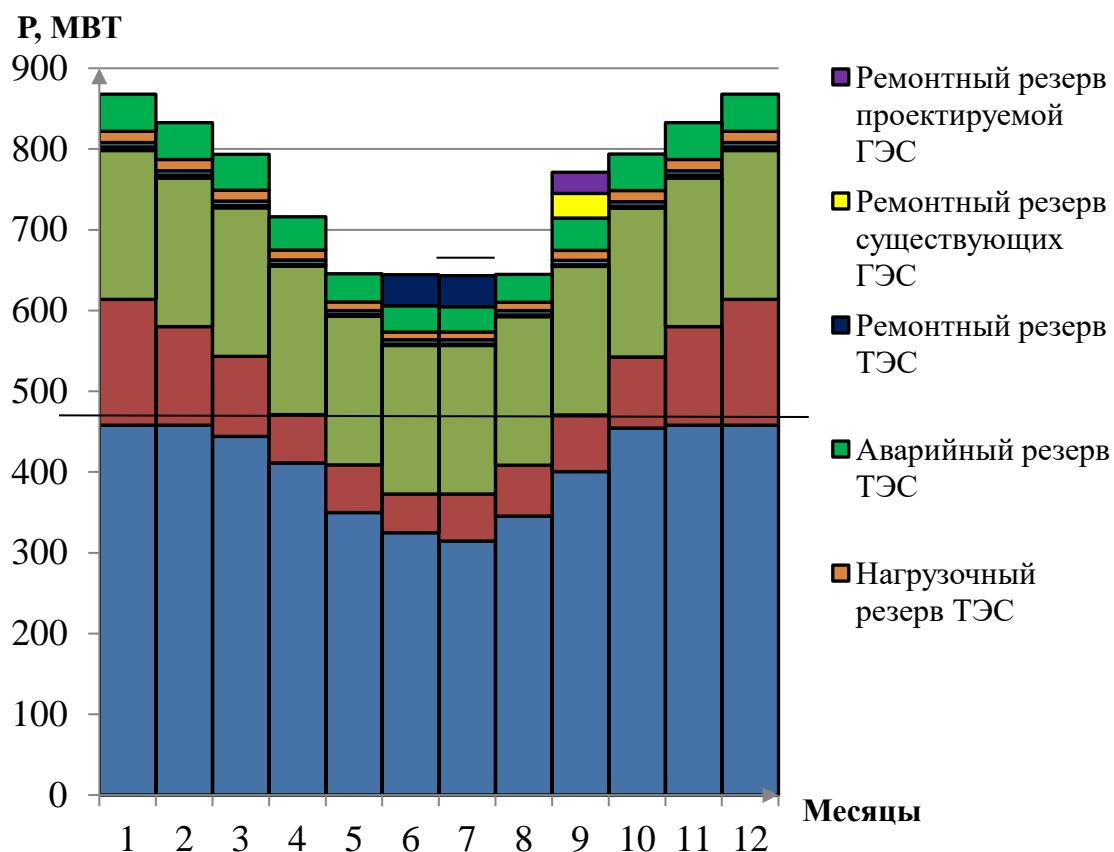


Рисунок 2.2.2 – Баланс мощностей

2.2.8 Водно–энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Для определения средней многолетней выработки проектируемой ГЭС необходимо выполнить сработку и наполнение водохранилища при 50% обеспеченности. Средняя многолетняя выработка рассчитывается по формуле 2.32.

$$\bar{\mathcal{E}}_{\text{многолет}} = \sum \mathcal{E} = 534 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.32)$$

Водно–энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично, расчетам маловодного года, приложение Б, таблица Б3.

График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.2.3.

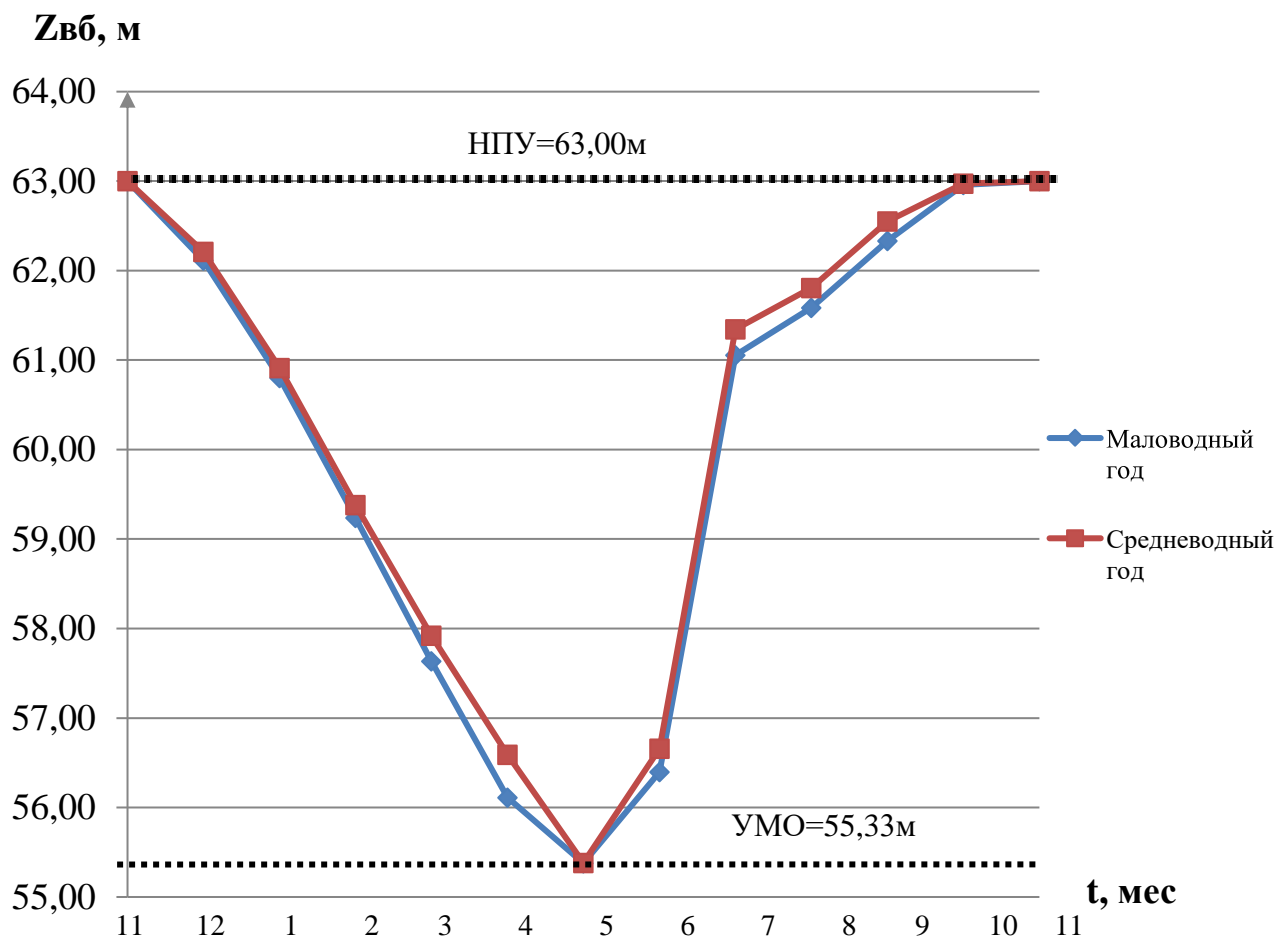


Рисунок 2.2.3 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

2.3 Режимное поле

Для того чтобы выбрать оборудование необходимо построить режимное поле, представленное на рисунке 2.3.1.

Режимное поле – это область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. На построенном режимном поле определяют минимальные и максимальные, напоры, которые определяют тип и модификацию турбины.

Данные для построения режимного поля занесены в таблицу 2.3.1:

Таблица 2.3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности		Линия ограничения по минимальному расходу	
Q, м³/с	знб з, м	знб л, м	Нппу, м	Нумо, м	Нр, м	Н, м	Q, м³/с	Н, м	Q, м³/с	Q, м³/с	Н, м
0	27,00	27,00	35,70	28,08	32,64	29,20	752	26,4	832	0,00	65,00
50	28,12	27,97	34,58	27,11	31,67	29,00	757	26,00	826	34,30	65,00
100	28,99	28,75	33,71	26,33	30,90	28,00	784	25,00	810		
150	29,67	29,38	33,03	25,70	30,26	27,00	813	24,00	793		
200	30,22	29,90	32,48	25,18	29,74	26,40	832	23,00	777		
250	30,68	30,34	32,02	24,74	29,30			22,00	760		
300	31,06	30,72	31,64	24,36	28,93						
350	31,40	31,04	31,30	24,04	28,60						
400	31,72	31,34	30,98	23,74	28,30						
450	32,01	31,61	30,69	23,47	28,03						
500	32,28	31,86	30,42	23,22	27,78						
550	32,55	32,10	30,15	22,98	27,54						
600	32,81	32,34	29,89	22,74	27,31						
650	33,05	32,56	29,65	22,52	27,08						
700	33,29	32,78	29,41	22,30	26,86						
750	33,51	32,99	29,19	22,09	26,65						
800	33,72	33,19	28,98	21,89	26,45						
850	33,92	33,39	28,78	21,69	26,25						
900	34,10	33,57	28,60	21,51	26,07						
950	34,27	33,75	28,43	21,33	25,89						
1000	34,43	33,92	28,27	21,16	25,73						

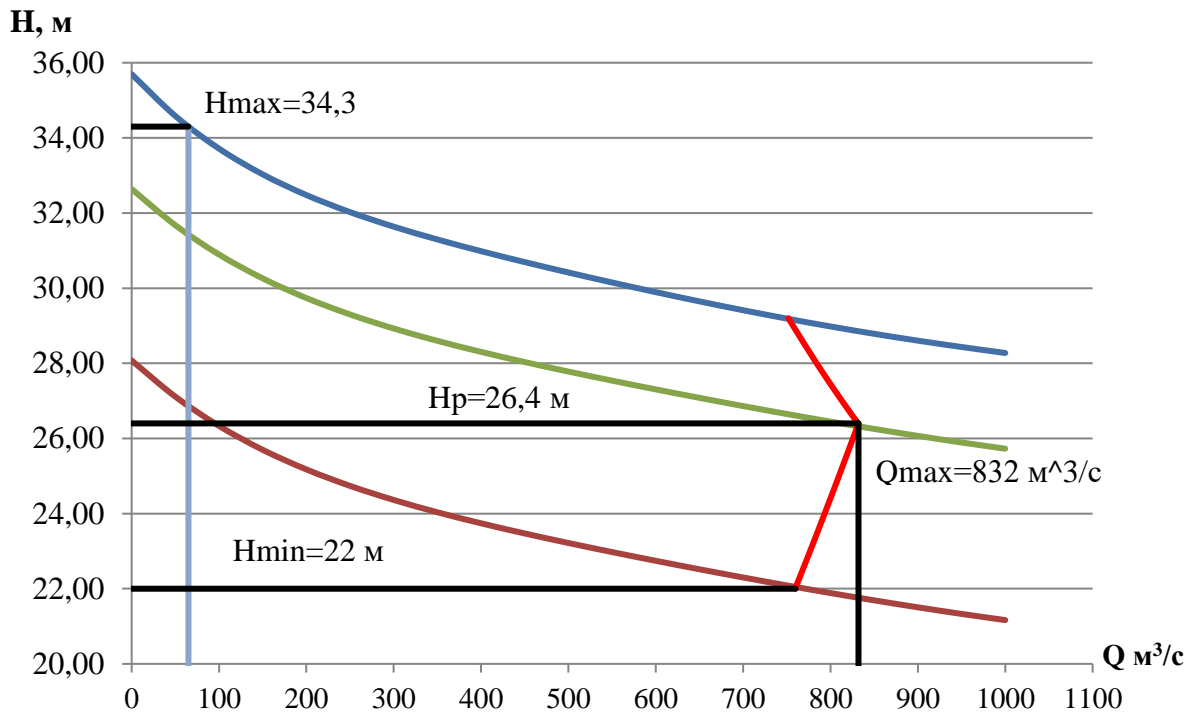


Рисунок 2.3.1 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Получим значения: $H_{max} = 34,3\text{ м}$, $H_p = 26,4\text{ м}$, $H_{min} = 22\text{ м}$, $Q_{max} = 832\text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{min} = 65\text{ м}^3/\text{с}$.

Далее для известного диапазона изменения напора необходимо подобрать все возможные типы гидротурбин, для которых значения предельного напора было бы не меньше полученного максимального напора.

Так же для выбора турбины воспользуемся соотношением:

$$\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{22}{40} = 0,5.$$

Таким образом, согласно полученным данным, подходит турбина ПЛ40а–В.

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{\text{пред}}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{\text{пред}}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотной–лопастной ПЛ40б–В
- поворотной–лопастной диагональной ПЛ40а–В.

Необходимо проверить отношение $H_{\text{min}}/H_{\text{пред}}$. Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{25,5}{40} = 0,63.$$

Таблица 3.1.1 – Основные характеристики модельных выбираемых турбин

Тип	ПЛ40а–В	ПЛ40б–В
$H_{\text{пред}}$, м	40	40
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50
n'_{opt} , об/мин	125	123
Q'_{opt} , л/с	1020	1150
$\eta_{\text{м opt}}$	0,913	0,904
Q'_{max} , л/с	1 700	1 625
$\sigma (Q'_{\text{max}})$	0,65	0,65
$D_{\text{мод}}$, м	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}$, м	4	4
$t_{\text{мод}}$, °С	10	20

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1.1. Задаем рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры (3.1–3.9):

- мощность агрегата в расчетной точке

$$N_a = 9.81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}}. \quad (3.1)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{\text{т}}$ – КПД натурной турбины;

$\eta_{\text{г}}$ – КПД генератора.

- КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right). \quad (3.2)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_H, v_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon=0,75$).

– количество агрегатов

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}. \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=161000$ кВт)

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

– поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}. \quad (3.4)$$

– частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}. \quad (3.5)$$

где n'_{I_p} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

– приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{I_{\text{max}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_{\text{min}})^{0.5}}; \quad (3.6)$$

$$n'_{I_{\text{расч}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_p)^{0.5}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta' \cdot H_{\max})^{0.5}} \quad (3.8)$$

– произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_{I p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{I p}$, чтобы произведение $Q'_{I p} \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

– произведение для ограничения по генератору

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}$$

– приведенные расходы

$$Q'_{I \max} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min}} \cdot \Delta'};$$

$$Q'_{I \min} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \Delta'}.$$

Расчеты ПЛ40–а целесообразных диаметров представлены в таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ40–а

D1	3	4	4,75	5	5,3	6	6,3
η турб	0,918	0,921	0,922	0,923	0,923	0,925	0,925
N'agr МВт	18,22	32,49	45,90	50,89	57,21	73,41	80,97
Z'a шт	8,84	4,96	3,51	3,16	2,81	2,19	1,99
Z a шт	10,00	6,00	4,00	4,00	3,00	4,00	2,00
N agr МВт	16,1	26,8	40,3	40,3	53,7	40,3	80,5
m	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
nc'	218,64	164,24	138,43	131,54	124,13	109,72	104,52
n синхр	214,29	157,89	136,4	130,43	120,00	107,14	103,45
n'Нmax	134,2	131,6	134,9	135,8	132,4	133,7	135,5
n' Нр	122,5	120,2	123,1	123,9	120,8	122,1	123,7
n'Нmin	104,5	102,5	105,0	105,7	103,0	104,1	105,5

Расчеты ПЛ40–б целесообразных диаметров представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 – Расчет параметров оборудования при разных диаметрах для турбины ПЛ40–б

D1	3,75	4	4,5	5	5,3	6	6,3
η турб	0,929	0,929	0,930	0,931	0,932	0,933	0,933
N'agr МВт	27,54	31,35	39,72	49,08	55,18	70,79	78,08
Z'a шт	5,8	5,1	4,1	3,3	2,9	2,3	2,1
Z a шт	6	6	6	4	4	4	4
N agr МВт	26,8	26,8	26,8	40,3	40,3	40,3	40,3
m	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
nc'	171,87	161,18	143,35	129,07	121,80	107,65	102,54
n синхр	166,67	157,89	161,18	125,00	120,00	107,14	100,00
n' Nmax	130,7	132,0	151,5	130,5	132,7	134,1	131,4
n' Нр	119,3	120,5	138,3	119,1	121,2	122,4	119,9
n' Nmin	101,7	102,8	117,9	101,6	103,3	104,4	102,3

К дальнейшему рассмотрению принимаются гидротурбины типа ПЛ40–а–475, ПЛ40–а–500.

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике выбранных для рассмотрения гидротурбин внесены в таблицу 3.1.4.

Таблица 3.1.4 – Результаты расчетов расчетных и максимальных точек на ГУХ

Наименование	Q'₁ · η_{нт}	Q'₁, м³/с	η_{нт}	Q'₁_{max} · η_{нт}	Q'₁_{max}, м³/с	η_{нт}
ПЛ40–а–475	1,357	1520	0,902	0,853	1,23	0,904
ПЛ40–а–500	1,241	1320	0,908	0,770	0,850	0,908

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Чтобы определить отметку рабочего колеса, нужно учесть её бескавитационную работу, определяемую по формуле 3.10:

$$\nabla z_{рк} = \nabla z_{нб}(Q_{нб}) + H_s; \quad (3.10)$$

где $\nabla z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода в нижнем бьефе;

H_s – высота отсасывания для поворотно–лопастных гидротурбин, найдем по формуле 3.11:

$$H_s = 10,3 - \frac{\nabla_{нб}}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл}, \quad (3.11)$$

где 10,3 – барометрическое давление;

1,5 – конструктивный запас;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

$Z_{х.пл}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбины, для ПЛ–турбин $\Delta Z_{х.пл} = 0$

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$.

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показал, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

– работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре H_{max} и расчётной мощности;

– работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре H_p и расчётной мощности;

– работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Приведем пример расчета высоты отсасывания для турбины ПЛ40–а–475:
При H_{max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{29,38}{900} - 0,2 \cdot 36,3 - 1,5 = 1,21 \text{ м};$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{29,97}{900} - 0,53 \cdot 26,4 - 1,5 = -5,53 \text{ м};$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{29,70}{900} - 0,5 \cdot 22 - 1,5 = -2,53 \text{ м}.$$

Рассчитывали отметку установки рабочего колеса (3.12–3.14) при каждой из вычисленных высот отсасывания. Отметка установки рабочего колеса в поворотно–лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}); \quad (3.12)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}); \quad (3.13)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}). \quad (3.14)$$

Для турбины ПЛ40–а–475:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 29,38 + 1,21 = 30,59 \text{ м};$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 29,97 + (-5,53) = 24,45 \text{ м};$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 29,70 + (-2,53) = 27,17 \text{ м}.$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK} = 24,45 \text{ м}$.

Таблица 3.2.1 – Сравнительная таблица

Турбина	$D_1, \text{ м}$	z_a	$n_{c1}, \text{ об/мин}$	$N_{agr}, \text{ кВт}$	$H_{Smin}, \text{ м}$	$H_{Sp}, \text{ м}$	$H_{Smax}, \text{ м}$	$z_{PK}^{min}, \text{ м}$
ПЛ40–а–475	4,75	4	136,4	40300	-2,53	-5,53	1,21	24,45
ПЛ40–а–500	5,00	4	130,43	40300	-0,99	-3,15	1,93	26,81

3.3 Выбор типа серийного генератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным [4]. Основные критерии, по которым производится выбор генератора, – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах $\pm 10\%$. На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения найден генератор: СВ–840/135–44, параметры которого приведены в таблицы 3.3.1.

Таблица 3.3.1 – Основные характеристики генератора СВ–840/135–44

$S_{ном}, \text{ МВА}$	$P_{ном}, \text{ МВт}$	$n_{син}, \text{ об/мин}$	$\cos \phi$	η	Система возбуждения	Масса ротора, т	Диаметр активной стали, мм	Высота активной стали	Исполнение
50	40	136,4	0,8	96,7	электромашина	213,5	77500	1300	зонтичное

Активная мощность генератора равна 40 МВт, следовательно, установлена мощность станции будет равна 160 МВт.

На основе проведенных расчетов к дальнейшему рассмотрению принимается гидротурбина ПЛ40 – а – 475, так как:

- Высота отсасывания обеспечивает допустимое и минимальное заглубление рабочего колеса, не превышающая 8 метров;
- Выбранный гидрогенератор соответствует мощности турбины;
- Количество гидроагрегатов составляет 4 шт, что является оптимальным числом;
- Турбина имеет наибольшее к.п.д. в рабочей точке;
- Расположение рабочей зоны находится в зоне максимальных к.п.д.

3.4 Расчет вала и подшипников

Вал является связующим звеном между гидротурбиной и гидрогенератором. Он воспринимает крутящие и сжимающие нагрузки. Расчет вала ведется по крутящим нагрузкам.

Крутящий момент на валу определим по формуле 3.15:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{40300}{136.4} = 2,87 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.15)$$

Наружный диаметр вала найдем по формуле 3.16:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{32,87}{35} \right)^{0,33} = 0,75 \text{ м}. \quad (3.16)$$

где $[\tau_{доп}] = 35$ – это допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 0,75$ м.

Направляющий подшипник турбины выбирается по критерию работоспособности. Для этого необходимо узнать радиальную силу на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 40300}{136.4 \cdot 4,75} = 50 \text{ кН}.$$

Рассмотрим кольцевой подшипник. Диаметр вала под подшипник принимается $d_{п} = 0,77$ м; высота подшипника $h_{п} = 0,3$ м.

Удельное давление и допустимое удельное давления для кольцевого подшипника соответственно рассчитаны по формулам 3.17–3.20:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{50}{0,77 \cdot 0,3} = 215,09 \text{ кПа}; \quad (3.17)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U; \quad (3.18)$$

$$U = \left(\frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{п}}}{30} \right) = \left(\frac{3,14 \cdot 136,4 \cdot 0,77}{30} \right) = 11 \text{ м/с}; \quad (3.19)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 136,4 \cdot 0,77}{30} \right) = 318,97 \text{ кПа}. \quad (3.20)$$

Так как условие $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$ выполняется, и подшипник подходит.

Рассмотрим сегментный подшипник. Для данного подшипника при диаметре вала $D_{\text{В}} = 0,75 \text{ м}$, принимается число сегментов $Z_{\text{сегм}} = 8$.

Усилие на наиболее загруженный сегмент определим по формуле 3.21:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{50}{(1+2*\cos45+2\cos(2*45))} = 43,06 \text{ кПа}. \quad (3.21)$$

где, α – центральный угол расположения сегментов, найдем по формуле 3.22:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.22)$$

Длина сегмента в окружном направлении, определим по формуле 3.23:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,77}{8} = 0,27 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Удельное давление и допустимое удельное давление на сегмент соответственно определим из выражений 3.24–3.25:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{43,06}{0,27 \cdot 0,3} = 527,40 \text{ кПа}; \quad (3.24)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 11 = 549,94 \text{ кПа}. \quad (3.25)$$

Так как условие $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$ выполняется, то данный подшипник подходит.

Из того, что два подшипника подходят, окончательно принимается сегментный подшипник, так он наиболее технологичен, менее трудоемок при монтаже и прост в эксплуатации.

3.5 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры, и определение ее геометрических размеров проточной части

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости u_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $u_{\theta}r = \text{const}$, где u_{θ} – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

По чертежу проточной части, приведенной в приложение В, рисунок В.1, модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины, рассчитанные по выражениям 3.26–3.38.

1. Угол обхвата для спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ$.

2. Наружный радиус входного сечения также из ГУХ, рассчитанного по формуле 3.26:

$$R_{\text{вх}} = 1,789 \cdot D = 1,789 \cdot 4,75 = 8,50 \text{ м.} \quad (3.26)$$

3. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{нар}} = 7,35 ;,$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{7,35}{2} = 3,68 \text{ м.} \quad (3.27)$$

4. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вн}} = 6,42 \text{ м ;}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{6,42}{2} = 3,21 \text{ м.} \quad (3.28)$$

5. Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,90 + 0,0033 \cdot 4,75 = 1,92 \text{ м.} \quad (3.29)$$

6. Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,400 \cdot 4,75 = 1,90 \text{ м.} \quad (3.30)$$

7. Полный расход через турбину:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{40300}{9,81 \cdot 26,4 \cdot 0,913} = 170,20 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.31)$$

8. Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_r \cdot \varphi}{360} = \frac{170,20 \cdot 210}{360} = 99 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.32)$$

9. Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{вх}}} = \frac{99}{4,3} = 23,00 \text{ м}^2. \quad (3.33)$$

10. Высота входного сечения определяется из уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.34)$$

откуда найдены $b_{\text{вх}1} = 4,82 \text{ м}$.

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,50 - 3,68 = 4,82 \text{ м}. \quad (3.35)$$

Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры представлен в приложение В, таблица В.1.

По расчётным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.5.1.

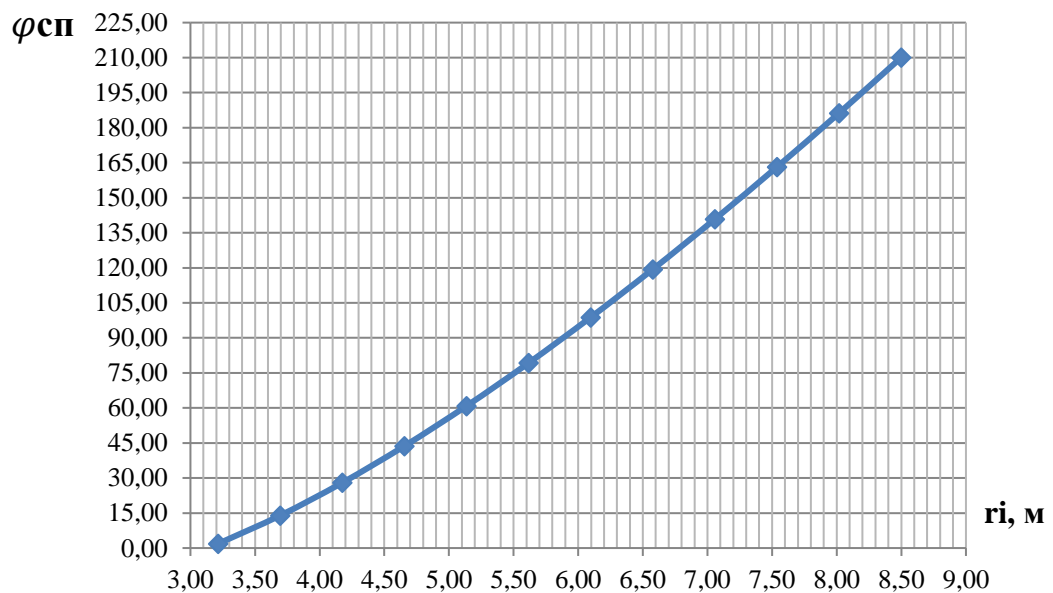


Рисунок 3.5.1 – Построение зависимости $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Таблица 3.5.2 – Данные для построения спиральной камеры

φ	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
r	3,20	3,75	4,29	4,70	5,12	5,50	5,90	6,25	6,59	6,95	7,28	7,58	7,90	8,20	8,50

11. Определение ширины подвода из ГУХ:

$$B' = 2,885 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 4,75 = 13,70 \text{ м.} \quad (3.36)$$

Ширина подвода $B' > 7$ м, необходимо установить промежуточный бычок.

12. Толщина промежуточного бычка:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{172,30}{400} = 1,43 \text{ м.} \quad (3.37)$$

13. Определим ширину подвода с учетом ширины бычка:

$$B = B' + b = 13,70 + 1,43 = 15,13 \text{ м.} \quad (3.38)$$

3.6 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

Для турбины ПЛ40–а–475 по номограмме [4, рисунок 10.9, с 144] определили следующий тип МНУ: МНУ 6,3/1 – 40 – В – 2.

МНУ с гидроаккумулятором вместимость 6,3 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4,0 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 8 – 2, вместимостью 8 м³ с двумя насосами.

3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотной–лопостной, то выбираем ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Диаметр главного золотника 100 мм. Согласно справочным данным [4], выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК–100–4, где: 4 – гидромеханическая колонка 4–го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Инта» с высшим напряжением 220 кВ.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупнённый блоки, представленные на рисунке 4.1.1.

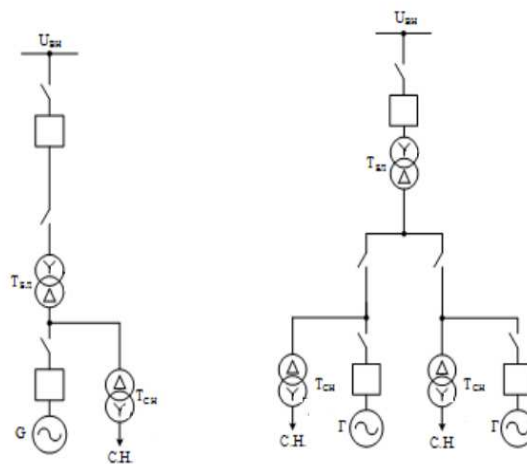


Рисунок 4.1.1 – Схема с одиночным и укрупнённым блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронного генератора

По исходным данным выбран синхронный генератор СВ–840/135–44 производства ЛПЭО "Электросила". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Паспортные данные генератора СВ–840/135–44

Номинальная мощность		$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$P_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$				x''_d	x'_d	x_d
50	40	10,5	0,8	0,967	0,23	0,30	1,03

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, которая составляет порядка 1 % от установленной мощности. Определяется из выражения 4.1:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{40 - 40 \cdot 0,01}{0,8} = 49,50 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \quad (4.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;

$P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора, о.е.

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода ОАО «Электrozавод» типа ТДЦН–63000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦУ–63000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
63	230	11	12	300	82	0,8

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ . Расчет производится по формуле 4.2–4.8:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (4.2)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год.}$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где μ – частота ремонтов ,1 раз в год;

$T_{\text{пл}}$ – время плановых простоев блока в течение года, принято: $T_{\text{пл}} = 30 \text{ч}$;

ω – параметр потока отказов блока, в нашем случае: $\omega = 0,025 \text{ ед/год}$;

T_B – среднее время аварийно–восстановительных ремонтов, $T_B = 60$ ч.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где n_T – число трансформаторов в блоке, $n_T = 1$;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, МВт;

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 1 \cdot 0,082 \cdot 8729 = 715,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, МВт;

n_T – число параллельно работающих трансформаторов;

$S_{\text{расч}}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;

$S_{\text{Т ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{0,30}{1} \cdot \left(\frac{49,50}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 445,47 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\text{п}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{Н}}, \quad (4.6)$$

где $\Delta W_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода, МВт · ч;

$\Delta W_{\text{Н}}$ – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

β_1, β_2 – стоимость потерь электрической энергии ХХ и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч});$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./}(\text{МВт} \cdot \text{ч}).$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\text{П одиноч}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 715,74 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 445,47 =$$

$$= 8,30 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

Издержки для всей станции (4 одиночных блока):

$$I_{\Pi} = 4 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}} = 4 \cdot 8,30 = 33,21 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.8)$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{40 - 40 \cdot 0,01}{0,8} = 99,00 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.9)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода ОАО «Электрозавод» типа ТДЦН–160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.3.

Таблица 4.2.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦН–160000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
125	230	11	12	525	167	0,6

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком, по формулам 4.10–4.15:

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (4.10)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год.}$$

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.} \quad (4.11)$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,167 \cdot 8727 = 1457,67 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.12)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_{КЗ}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,525}{1} \cdot \left(\frac{99,00}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 792,09 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.13)$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$I_{П укрупн} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1457,67 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 792,09 = 15,87 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.14)$$

Издержки для всей станции (2 укрупненных блока):

$$I_{П} = I_{П укрупн} = 2 \cdot 15,87 = 31,75 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.15)$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночного блока. Его надежность является одним из важнейших факторов выбора оборудования при проектировании станции высокой надежности.

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов, одинаковые в обеих схемах. Согласно СТО в распределительной сети собственных нужд, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Мощность собственных нужд определим по формуле 4.16:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{ГЭС}}{\cos \varphi_r}. \quad (4.16)$$

Таким образом имеем:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{160}{0,8} = 2,00 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу завода ООО «Урал трансформатор» выбирается трансформатор ТСН–2500/10,5. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.4.

Таблица 4.2.4 – Каталожные данные трансформатора ТСН–2500/10,5

$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{КЗ}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
25	10,5	6	6,5

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушной линий

Расчет параметров ВЛ произведем по формулам 4,17–4.22.

Суммарная мощность, выдаваемая в систему, определим:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{160 - 0,01 \cdot 160}{0,8} = 198,00 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.17)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}.$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220 кВ):

$$K = 1,2.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,85.$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{СН}}}{K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos \varphi_c}} + 1, \quad (4.18)$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 220 кВ, $K = 1,2$.

$P_{\text{нат.}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{160 - 0,01 \cdot 160}{1,2 \cdot \frac{135}{0,85}} + 1 = 1,83 \approx 2.$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = \frac{198}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 259,81 \text{ А}. \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_T, \quad (4.20)$$

где α_I – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки, $\alpha_I = 1,05$;

$\alpha_T = 1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

$$I_{\text{расч}} = 259,81 \cdot 1,05 \cdot 1 = 272,8 \text{ А.}$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 220 кВ плотность тока – $j = 1,1 \text{ А/мм}^2$:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{272,8}{1,1} = 248,00 \text{ мм}^2. \quad (4.21)$$

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток $I_{\text{дд}} = 690 \text{ А}$, с послеаварийным:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{198,00}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 519,62 \text{ А.} \quad (4.22)$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}};$$

$$690 \text{ А} > 519,62 \text{ А.}$$

По условию нагрева проверка проходит.

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС – 300/48. Параметры провода АС – 300/48 приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Параметры провода марки АС – 300/148

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
8	0,0125	0,429	$2,64 \cdot 10^{-6}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико – экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения. Технико – экономический расчета проводится по формулам 4.23–4.25.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{ТСН} + t \cdot K_{КРУЭ}, \quad (4.23)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (173,11 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 275,80 млн руб. – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (7,43 млн руб);

$K_{КРУЭ}$ – стоимость КРУЭ (189,04 млн руб);

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$K_{\text{одиноч}} = 4 \cdot 173,11 + 3 \cdot 7,43 + 7 \cdot 189,04 = 2037,98 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_{\text{укрупн}} = 2 \cdot 275,80 + 3 \cdot 7,43 + 5 \cdot 189,04 = 1519,09 \text{ млн. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.24)$$

где $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 2037,98 + 33,21 \cdot 10^{-3} \approx 305,73 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1519,09 + 31,75 \cdot 10^{-3} \approx 227,89 \text{ млн. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.25)$$

$$P = \frac{305,73 - 227,89}{305,73} \cdot 100\% \approx 25\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты значительно отличаются, но и учитывая первостепенную важность надежности проектируемой станции, предпочтительней является схема с одиночным блоком.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений КРУЭ – 220 кВ равно 6 (2 ЛЭП и 4 рабочих). При данном классе напряжения и количестве присоединений была выбрана 13 схема с двумя рабочими системами шин. Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.5.1.

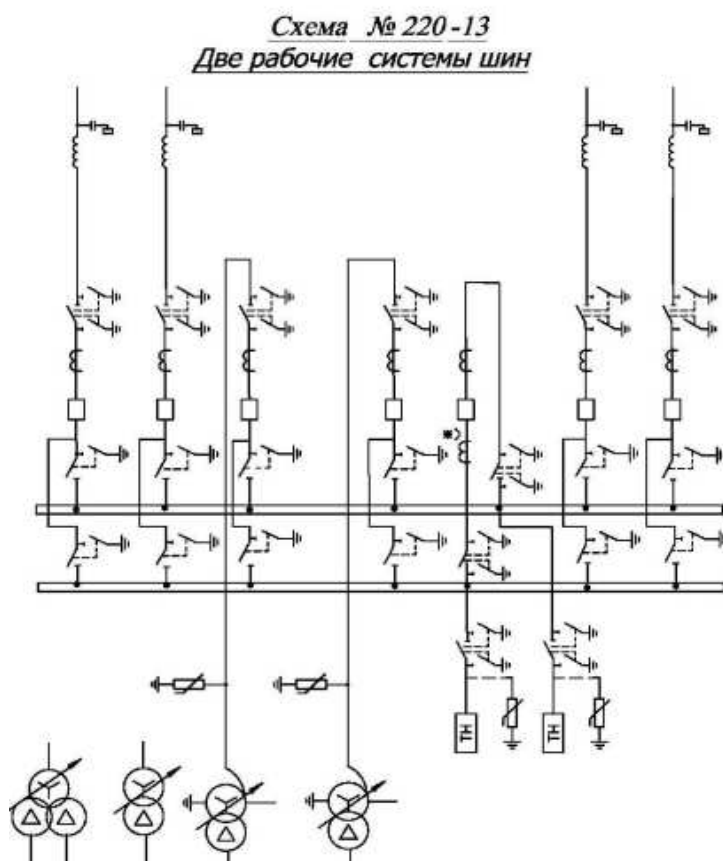


Рисунок 4.5.1 – Схема РУ ВН 220 кВ:

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного коротких замыканий в главной схеме при помощи программного обеспечения «RastrWin» с выбором оборудования

4.6.1 Расчёт исходных данных

Расчете исходных данных проводится по формулам 4.26–4.35.

Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом}; \quad (4.26)$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{322,67}{314 \cdot 0,035} = 29,36 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Параметры генераторов:

$$E_\Gamma = E_\Gamma'' \cdot U_{\text{НОМ.}\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ;} \quad (4.28)$$

$$X_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,23 \cdot \frac{10,5^2}{50} = 0,51 \text{ Ом;} \quad (4.29)$$

$$R_\Gamma = \frac{X_\Gamma}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,51}{314 \cdot 0,045} = 0,036 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{k,\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 100,76 \text{ Ом;} \quad (4.31)$$

$$R_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 300 \cdot \frac{230^2}{63^2} = 3,99 \text{ Ом;} \quad (4.32)$$

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{11}{230} = 0,05 \text{ о. е.} \quad (4.33)$$

Параметры линии:

$$X_L = X_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,429 \cdot 180 = 77,22 \text{ Ом;} \quad (4.34)$$

$$R_L = R_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,0125 \cdot 180 = 2,25 \text{ Ом.} \quad (4.35)$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

В ПВК «RastrWin» создан файл динамики и в него занесены исходные данные. На рисунке 4.6.1 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.6.2 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6.3 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		11				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		11				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		11				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Генератор 4		11				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Трансформатор 1		11				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Трансформатор 2		11				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Трансформатор 3		11				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Трансформатор 4		11				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	КРУЭ (220)		230				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Сеть		230				
	<input checked="" type="checkbox"/>											

Рисунок 4.6.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	5			Генератор 1 - Трансформа...							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	9			Трансформатор 1 - КРУЭ (2...	3,99	100,76					0,050
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	6			Генератор 2 - Трансформа...							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	9			Трансформатор 2 - КРУЭ (2...	3,99	100,76					0,050
5	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	7			Генератор 3 - Трансформа...							
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	7	9			Трансформатор 3 - КРУЭ (2...	3,99	100,76					0,050
7	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	4	8			Генератор 4 - Трансформа...							
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	8	9			Трансформатор 4 - КРУЭ (2...	3,99	100,76					0,050
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	9	10			КРУЭ (220) - Сеть	2,25	77,22					
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	9	10			КРУЭ (220) - Сеть	2,25	77,22					
	<input checked="" type="checkbox"/>															

Рисунок 4.6.2 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Генератор 1	1	0,036	0,507	0,036	0,507	0,036	0,507	11,865
2			2	Генератор 2	2	0,036	0,507	0,036	0,507	0,036	0,507	11,865
3			3	Генератор 3	3	0,036	0,507	0,036	0,507	0,036	0,507	11,865
4			4	Генератор 4	4	0,036	0,507	0,036	0,507	0,036	0,507	11,865
5			5	Сеть	10	29,360	322,670	29,360	322,670	29,360	322,670	230,000

Рисунок 4.6.3 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6.4, 4.6.5, 4.6.6 и сведены в таблицу 4.6.1.

	S	№	№ сост	Тип	п 1	п 2	п 3	п 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					13,5329	-85,94

Рисунок 4.6.4 – Результаты расчета 3ф КЗ на выходе генератора

	S	№	№ сост	Тип	п 1	п 2	п 3	п 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	9					5,7733	-87,56

Рисунок 4.6.5 – Результаты расчета 3ф КЗ на КРУЭ

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	d1	r1	x1	I2	d2	r2	x2	I0	d0
1	1		1ф	9					2,8794	-87,56			2,8794	-87,56			2,8794	-87,56

Рисунок 4.6.6 – Результаты расчета 1ф КЗ на КРУЭ

Таблица 4.6.1 – Результаты расчёта в точках КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	I_n , кА	$i_{уд}$, кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	13,53	34,44
	КРУЭ – 110 кВ	5,77	14,28
Однофазное КЗ	КРУЭ – 110 кВ	8,64	21,38

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле 4.36:

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.36)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент генератора / РУ, соответственно $k_{уд} = 1,80$ для данной мощности и $k_{уд} = 1,75$ для класса напряжения 220 кВ.

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении. Определяется по формуле 4.37–4.38:

$$I_{Г,ном} = \frac{P_{ном.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.Г} \cdot \cos\varphi_{Г}} = \frac{40,0}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 2,75 \text{ кА}; \quad (4.37)$$

$$I_{Г,раб max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 2,75 = 2,89 \text{ кА}. \quad (4.38)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов определим по формуле 4.39:

$$I_{раб max (РУВН)} = \frac{1,05 \cdot S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{1,05 \cdot 63,0}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,17 \text{ кА}. \quad (4.39)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ, рассчитан по выражению 4.40:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{198}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,26 \text{ кА}. \quad (4.40)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи, рассчитанного по формуле 4.41:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{198}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,52 \text{ кА.} \quad (4.41)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.42)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 17,5 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}); \quad (4.43)$$

$$2,75 \text{ кА} \leq 6,30 \text{ кА} (2,89 \text{ кА} \leq 6,30 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. По симметричному току отключения:

$$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{отк.ном}}; \quad (4.44)$$

$$13,53 \text{ кА} \leq 50,00 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

4. По отключению апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном}}; \quad (4.45)$$

$$15,32 \text{ кА} \leq i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 50,00 \text{ (кА)};$$

$$15,32 \text{ кА} \leq 17,68 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

5. По отключению полного тока КЗ (если не выполняется условие 4):

$$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк,\text{ном.}} \cdot (1 + \beta_{\text{ном}}); \quad (4.46)$$

$$\sqrt{2} \cdot 13,53 + 15,32 \leq \sqrt{2} \cdot 50,00 \cdot (1 + 0,25);$$

$$34,45 \text{ кА} \leq 88,39 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

6. На электродинамическую стойкость:

$$I_{п0} \leq I_{\text{дин}}, \quad i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (4.47)$$

$$13,53 \text{ кА} \leq 138,00 \text{ кА}, \quad 34,44 \text{ кА} \leq 138,00 \text{ кА.}$$

Условие выполняется.

7. На термическую стойкость:

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (t_{\text{отк.}} + T_{a,\Gamma}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (4.48)$$

$$B_k = 13,53^2 \cdot (0,06 + 0,045) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$19,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие выполняется.

8. По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах:

Условие выполняется.

Используя каталог зарубежного производителя компании «АВВ» для генераторного напряжения, был выбран элегазовый выключатель HGI 2 –17,5–50/6300. Параметры выключателя приведены в таблице 4.8.2.

Все расчётные и каталожные данные сводятся в таблицу 4.8.1.

Таблица 4.8.1 – Расчётные и каталожные данные выключателя HGI 2 –17,5–50/6300.

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Выключатель HGI 2 – 17,5 – 50/ 6300		
1	10,5 кВ	17,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	2,89 кА	6,30 кА	$I_{ном} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном})$	Условие выполняется
3	13,53 кА	50,00 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном.}$	Условие выполняется
4	15,32 кА	17,68 кА	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$	Условие не выполняется
5	34,45 кА	88,39 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном})$	Условие выполняется
6	13,53 кА; 34,44 кА	138,00 кА; 138 кА	$I_{п0} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}$	Условие выполняется
7	19,22 кА ² · с	7500 кА ² · с	$B_k = \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	Условие выполняется
8	–	–	По скорости восстанавливающегося напряжения на контактах	Условие выполняется

Таблица 4.8.2 – Параметры выключателя HGI 2 –17,5–50/6300

Наименование параметра	Норма
1. Номинальное напряжение, кВ	17,5
2. Наибольшее рабочее напряжение, кВ	19,0
3. Номинальный ток, А	6300,0
4. Номинальный ток отключения, кА	50,0
5. Параметры сквозного тока короткого замыкания:	
– наибольший пик (ток электродинамической стойкости), кА	125,0
– начальное действующее значение периодической составляющей, кА	50,0
– среднеквадратичное значение тока (ток термической стойкости) за время 3 с, кА	50,0

Окончание таблицы 4.8.2

Наименование параметра	Норма
6. Параметры номинального тока включения короткого замыкания: – наибольший пик (ток электродинамической стойкости), кА – начальное действующее значение периодической составляющей, кА среднеквадратичное значение тока (ток термической стойкости) за время 3 с, кА	125,0 50,0
7. Собственное время отключения, с, не более	0,03
8. Полное время отключения, с, не более	0,08
9. Полное время отключения выключателя, с, не более	0,06
10. Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	138,0
11. Номинальный ток термической стойкости, кА	50,0
12. Напряжение питания, В	110/220

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.49)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 20,0 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{max} \leq I_{ном}); \quad (4.50)$$

$$2,75 \text{ кА} \leq 8,00 \text{ кА} (2,89 \text{ кА} \leq 8,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, i_y \leq i_{дин}; \quad (4.51)$$

$$13,53 \text{ кА} \leq 250,00 \text{ кА}, 34,44 \text{ кА} \leq 250,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (4.52)$$

$$B_k = 13,53^2 \cdot (0,06 + 0,045) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 62500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$19,22 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 62500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ЗАО «Завод электротехнического оборудования» для генераторного напряжения, был выбран разъединитель РВРЗ – 1(2) – 20/8000 УЗ.

Параметры разъединителя РВРЗ – 1(2) – 20/8000 УЗ приведены в таблице 4.8.3.

Все расчётные и каталожные данные сводятся в таблицу 4.8.3.

Таблица 4.8.3 – Расчётные и каталожные данные разъединителя РВРЗ – 1(2) – 20/8000 УЗ

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Разъединитель РВРЗ – 1(2) – 20/8000 УЗ		
1	10,5 кВ	20,0 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	Условие выполняется
2	2,89 кА	8,00 кА	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}})$	Условие выполняется
3	13,53кА; 34,44кА	250,00 кА; 25000 кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}},$ $i_y \leq i_{\text{дин}}$	Условие выполняется
4	19,22 кА ² · с	62500 кА ² · с	$B_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	Условие выполняется

Таблица 4.8.4 – Параметры разъединителя РВРЗ – 1(2) – 20/8000 УЗ.

Наименование параметра	Норма
1. Номинальное напряжение, кВ	20,0
2. Наибольшее рабочее напряжение, кВ	24,0
3. Номинальный ток, А	8000,0
4. Ток электродинамической стойкости, кА	250,0
5. Ток термической стойкости, кА	125,0
6. Время протекания тока термической стойкости, с:	
– для главных ножей	3,0
– для заземлителей	1,0
7. Частота, Гц	50

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.5.

Таблица 4.8.5 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Оборудование	Связь	Мощность	Производитель
Ротор			
Автоматический синхронизатор	RS – 485	8 Вт	ОАО «АСУ–ВЭИ»
Анализатор качества электроэнергии	RS – 485	10 Вт	ОАО «АСУ–ВЭИ»
ИТОГО		18 Вт	
Статор			
Анализатор качества электроэнергии	RS – 485	10 Вт	ОАО «АСУ–ВЭИ»
Релейная защита и автоматика	RS – 485	40 Вт	ОАО «АСУ–ВЭИ»
ИТОГО		50 Вт	

4.9 Выбор трансформаторов тока и напряжения

При выборе трансформаторов тока необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.53)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 20,0 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном} (I_{тах} \leq I_{ном}); \quad (4.54)$$

$$2,75 \text{ кА} \leq 8,00 \text{ кА} (2,89 \text{ кА} \leq 8,00 \text{ кА}).$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{по} \leq I_{дин}, \quad i_y \leq i_{дин}; \quad (4.55)$$

$$13,53 \text{ кА} \leq 125,0 \text{ кА}, \quad 34,44 \text{ кА} \leq 125,0 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (4.56)$$

$$B_k = 13,53^2 \cdot (0,06 + 0,045) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 43200,0 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$13,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 43200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

5. По нагрузке:

$$Z \leq Z_{\text{ном}}, Z \approx R_{\text{приборов}} + R_{\text{проводов}} + R_{\text{контактов}}; \quad (4.57)$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ЗАО "Электроцит", был выбран трансформатор тока ТШЛ – СЭЩ – 20 – 8000/5. Параметры трансформатора тока приведены в таблице 4.9.2.

Все расчётные и каталожные данные сводятся в таблицу 4.9.1.

Таблица 4.9.1 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока ТШЛ – СЭЩ – 20 – 8000/5.

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Трансформатор тока ТШЛ – СЭЩ – 20 – 8000/5		
1	10,5 кВ	20,0 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	Условие выполняется
2	2,89 кА	8,00 кА	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}})$	Условие выполняется
3	13,43 кА; 34,44 кА	125 кА; 125 кА	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}},$ $i_y \leq i_{\text{дин}}$	Условие выполняется
4	19,22 кА ² · с	43200кА ² · с	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	Условие выполняется
5	–	–	$Z \leq Z_{\text{ном}}, Z \approx R_{\text{приборов}} + R_{\text{проводов}} + R_{\text{контактов}}$	Условие выполняется

Таблица 4.9.2 – Параметры трансформатора тока ТШЛ – СЭЩ – 20 – 8000/5.

Наименование параметра	Норма
1. Номинальное напряжение, кВ	20,0
2. Наибольшее рабочее напряжение, кВ	24,0
3. Номинальный первичный ток, А	8000,0
4. Номинальный вторичный ток, А	5,0
5. Номинальная частота, Гц	50
6. Число вторичных обмоток, n	до 4
7. Номинальные вторичные нагрузки с $\cos\varphi_2 = 0,8$: – обмотки для измерения, В · А – обмотки для защиты, В · А	30; 50; 60; 70; 100 30; 50; 60; 70; 100
8. Класс точности: – обмотки для измерений – обмотки для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 5P или 10P
9. Номинальная предельная кратность $K_{\text{ном}}$ вторичной обмотки для защиты	15; 20; 25; 30
10. Номинальный коэффициент безопасности приборов $KB_{\text{ном}}$ обмотки для измерений	15; 20; 25; 30
11. Трёхсекундный ток термической стойкости, кА при номинальных первичных токах А	120,0

При выборе трансформаторов напряжения необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.58)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 15,0 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По типам подключаемых приборов.

Условие выполняется.

3. По вторичной нагрузке (S).

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ЗАО "Электрощит", был выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ – СЭЩ – 15.

Параметры трансформатора напряжения приведены в таблице 4.9.4.

Все расчётные и каталожные данные сводятся в таблицу 4.9.3.

Таблица 4.9.3 – Расчётные и каталожные данные трансформатора напряжения ЗНОЛ – СЭЩ – 15.

№ п/п	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Трансформатор напряжения ЗНОЛ – СЭЩ – 15		
1	10,5 кВ	15,0 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	–	–	–	Условие выполняется
3	–	–	–	Условие выполняется

Таблица 4.9.4 – Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ – СЭЩ – 15.

Наименование параметра	Норма
1. Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	15,0
2. Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	$100,0/\sqrt{3}$
3. Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки, В	100,0/3; 100
4. Номинальная частота, Гц	50
5. Класс точности основной вторичной обмотки	0,2; 0,5; 1,0; 3,0
6. Класс точности дополнительной вторичной обмотки	3; 3Р
7. Схема и группа соединения обмоток	$Y_n/Y_n/\Pi - 0$
8. Климатическое исполнение (диапазон рабочих температур) и категория размещения	УЗ

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН – 20 УХЛ1 фирмы ОАО «УралЭнерго».

4.10 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF₆) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для установки выбрана ячейка КРУЭ ELK–14 зарубежного производителя компании «ABB».

КРУЭ серии ELK–14 включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.10.1.

Таблица 4.10.1– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	253
Номинальная частота, Гц	50
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	460
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	1050
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения кА	50
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Ток динамической стойкости, кА	135
Ток термической стойкости, кА	50
Номинальный ток отключения выключателя, кА	40/50

5. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Параметры гидрогенератора, силового трансформатора и трансформатора собственных нужд представлены соответственно в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 840/135 44
мощность номинальная, МВА	полная	50,0
	активная	40,0
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
Частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		136,4
номинальный ток статора, кА		2,75
ток ротора при номинальной нагрузке, кА		0,98
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		220
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,03
	переходное $X'd$	0,3
	сверхпереходное $X''d$	0,23

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТРДН–63000/230
мощность номинальная, кВА	63000
номинальное напряжение, кВ	230
напряжение короткого замыкания, %	12
группа соединений	звезда/треугольник

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСН 2500/10
мощность номинальная, кВА	2500
номинальное напряжение, кВ	10,5
напряжение короткого замыкания, %	6,5
группа соединений	звезда/треугольник

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГГ СВ 840/135 44 – 50,0 МВА:

– Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;

- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
 - Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 - Защита от повышения напряжения;
 - Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Защита от симметричных перегрузок статора;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
 - Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- На силовом трансформаторе блока ТРДН–63000/220:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Газовая защита;
 - Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
 - Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ–220)
 - Резервная максимальная токовая защита;
 - Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
 - Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
 - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- На трансформаторе СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
 - Газовая защита;
 - Газовая защита РПН;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
 - Защита от перегрузки
 - Реле тока охлаждения
- На линиях электропередачи 220 кВ:**
- Основные защиты:
- дифференциально–фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
- 5–ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4–х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

- На выпрямительном трансформаторе ТСЗП – 1000/10 – ГТ – УЗ:
- Действующая на отключение максимальная токовая защита;
 - Токовая отсечка;

5.2 Расчёт номинальных токов.

Для дальнейших вычислений необходимо выполнить расчет номинальных токов на генераторном напряжении, которые определяются по выражениям 5.1–5.7. Пояснительная схема изображена на рисунке 5.2

На генераторном напряжении ток нулевых выводов:

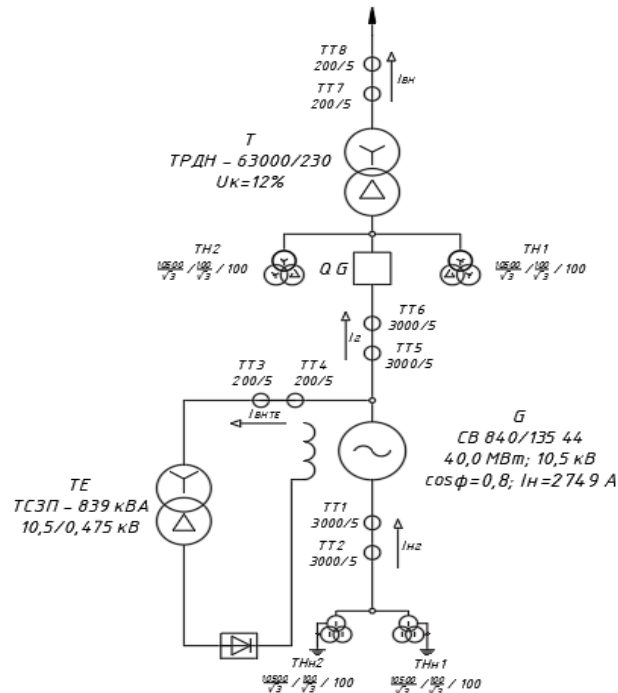


Рисунок 5.2 – Пояснительная схема

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2749 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток нулевых выводов генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока.:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{2749 \cdot 1}{3000/5} = 4,58 \text{ А.} \quad (5.2)$$

где – $K_{\text{ТТ}} = 3000/5$, выбранный как $I_{\text{НГ}}^{(1)}$ увеличенный на 10%,
 $K_{\text{СХ}} = 1$.

Ток на главных выводах генератора:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = 2749 \text{ А.}$$

На высоком напряжении за силовым трансформатором:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМТ}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158,1 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный ток на высоком напряжении, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{158,1 \cdot 1}{200/5} = 3,95 \text{ А.} \quad (5.4)$$

где – $K_{\text{ТТ}} = 200/5$, выбранный как $I_{\text{ВН}}^{(1)}$ увеличенный на 10%,
 $K_{\text{СХ}} = 1$.

Номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВНТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМТЕ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМТЕ}}} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46,1 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора возбуждения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВНТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВНТЕ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{46,1}{200/5} = 1,15 \text{ А.} \quad (5.6)$$

где – $K_{\text{ТТ}} = 200/5$, выбранный как $(4-5) \cdot I_{\text{ВНТЕ}}^{(1)}$,

Номинальный ток ротора приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВНТЕ}_P}^{(2)} = \frac{I_{\text{РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{980 \cdot 0,475 \cdot 0,816}{200/5 \cdot 10,5} = 0,9 \text{ А.} \quad (5.7)$$

5.3. Описание защит и расчёт их уставок

5.3.1 Защиты системы возбуждения

Для выбора системы возбуждения необходимо провести расчет тока при длительно допустимом режиме работы ротора. Расчет проводится по формуле 5.8:

$$1,1I_{\text{РОТН}} = 1,1 \cdot 980 = 1078 \text{ А.} \quad (5.8)$$

Далее определим тиристорную систему самовозбуждения, параметры которой сведены в таблицу 5.3.1

Таблица 5.3.1 – Параметры тиристорной системы самовозбуждения СТС–2П–210–1100–2,5 УХЛ4

$I_{\text{длит}}, \text{А}$	$I_{\text{форс}}, \text{А}$	$U_{\text{длит}}, \text{А}$	$U_{\text{форс}}, \text{В}$
1100	2000	210	480

Из каталога выбираем выпрямительный трансформатор с номинальным напряжением вентильной обмотки больше или равное напряжению форсировки СТС, ток преобразователя больше или равное току длительного режима СТС. Параметры выпрямительного трансформатора приведены в таблице 5.3.2.

Таблица 5.3.2 – Параметры выпрямительного трансформатора – ТСЗП – 1000/10 – ГТ – УЗ

$S_{\text{сет обм}}, \text{кВА}$	$U_{\text{сет}}, \text{кВ}$	$U_{\text{вент обм}}, \text{кВ}$	$I_{\text{преобраз}}, \text{А}$	$U_{\text{кз}}, \%$
839	10,5	0,475	1250	6

Проверим трансформатор ТЕ на перегрузочную способность в режиме форсировки, по формуле 5.9. Определим кратность перегрузки ТЕ при протекании через него тока форсировки, по формуле 5.10:

$$I_{\text{внТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{номТЕ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вент обм}}} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 0,475} = 1020 \text{ А.} \quad (5.9)$$

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{н ТЕ}}} = \frac{2000 \cdot 0,816}{1020} = 1,6. \quad (5.10)$$

где $I_{\text{ф}}$ – ток форсировки, равный 2000 А;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, 0,816;

$I_{\text{н ТЕ}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1020 А;

Допустимое время перегрузки выпрямительного трансформатора в данном случае составляет 5 мин., при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке 60% составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Выполним расчёт уставок защит преобразовательного трансформатора.

Рассчитаем ток трехфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора (точка К1) по формуле 5.11. Участок КЗ показан на рисунке 5.3.1:

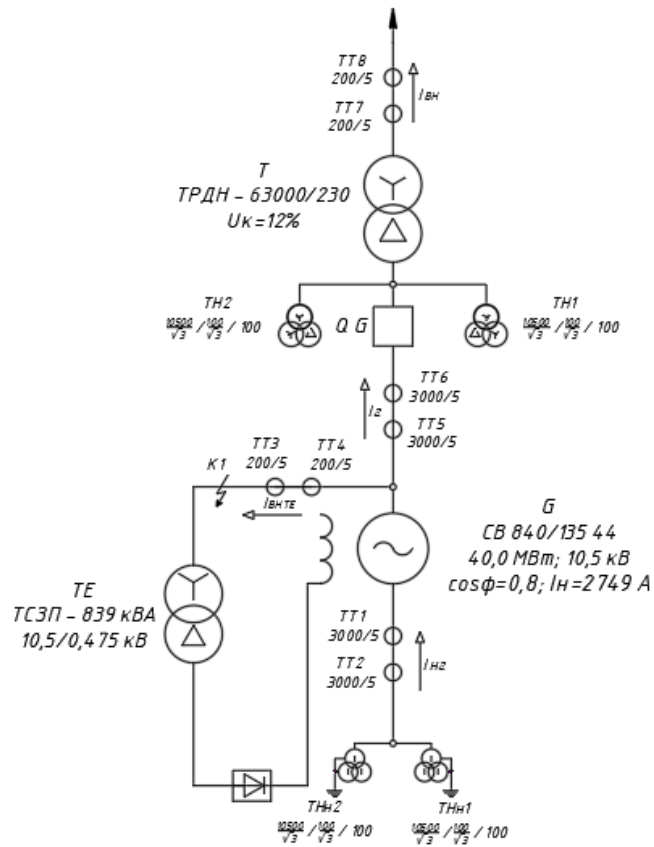


Рисунок 5.3.1 – Трехфазное короткое замыкание в точке К1

$$I''(3) = \frac{E''}{x''_d} \cdot I_{ГН} = \frac{1,08 \cdot 2749}{0,23} = 12913 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К1, формула 5.12:

$$I''(2) = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''(3) = \frac{\sqrt{3} \cdot 12913}{2} = 11183 \text{ А.} \quad (5.12)$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором (точка К2), определим по формуле 5.13, протекающего по стороне генераторного напряжения. Участок КЗ показан на рисунке 5.3.2:

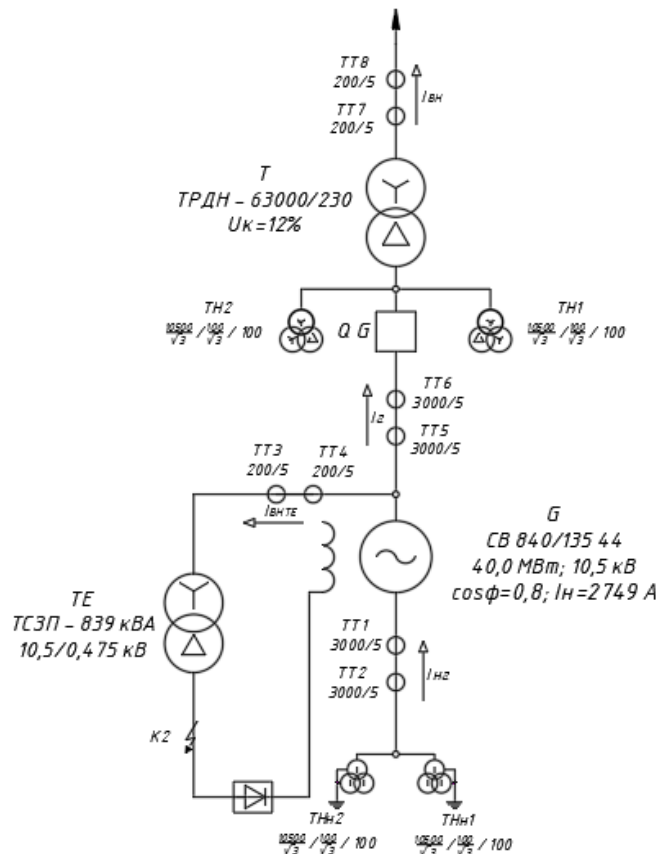


Рисунок 5.3.2 – Трехфазное короткое замыкание в точке К2

$$i(3) = \frac{S_{\text{ТНОМ}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}})}{e_{\text{к}}\%} \cdot 100\% = \frac{839}{\frac{\sqrt{3} \cdot 10,5}{6}} \cdot 100\% = 769 \text{ A.} \quad (5.13)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К2, протекающий по стороне генераторного напряжения трансформатора, формула 5.14:

$$i(2) = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i(3) = \frac{\sqrt{3} \cdot 769}{2} = 665,9 \text{ A.} \quad (5.14)$$

Определяется минимальное значение тока уставки реле МТЗ по формуле 5.15:

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{ф}} \cdot I_{\text{ТНОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{в}} \cdot K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТП}}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 980 \cdot 0,816}{0,8 \cdot 40 \cdot 10,5 / 0,475} = 3,39 \text{ A.} \quad (5.15)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности защиты (1,2) ;

$K_{\text{ф}}$ – коэффициент форсировки ТВ (2,5) ;

$I_{\text{ТНОМ}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение);

$K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления,

$K_{\text{в}}$ – допустимое значение коэффициента возврата токового реле (0,8) ;

$K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора.

Выбирается удобное для настройки значение тока уставки реле МТЗ, равное или большее полученного минимального значения:

$$I_{\text{МТЗ}} = 4,0 \text{ А}$$

Определяется чувствительность защиты, коэффициентом чувствительности по выражению 5.16:

$$K_{\text{ч.МТЗ}} = \frac{i(2)}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{МТЗ}}} = \frac{665,9}{40 \cdot 4,0} = 4,2. \quad (5.16)$$

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентильной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Чувствительность отсечки, определяемая как отношение минимального тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Последовательность расчета уставки следующая:

Определяется значение тока уставки ТО по формуле 5.17:

$$I_{\text{ТО.мин}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot i(3)}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1,4 \cdot 769}{40} = 26,9 \text{ А}. \quad (5.17)$$

где – $K_{\text{Н}}$ минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4).

Определяется значение тока намагничивания ТП, формула 5.18:

$$I_{\text{МГ}} = 5 \cdot \frac{S_{\text{ТНОМ}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}})}{K_{\text{ТТ}}} \cdot 100\% = 5 \cdot \frac{839 / \sqrt{3} \cdot 10,5}{40} \cdot 100\% = 5,77 \text{ А}. \quad (5.18)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений:

$$I_{\text{МГ}} = 27 \text{ А}.$$

Определяется коэффициент чувствительности ТО, по выражению 5.19:

$$K_{\text{ч.ТО}} = \frac{I''(2)}{K_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ТО}}} = \frac{11183}{40 \cdot 27} = 10,4 > 2. \quad (5.19)$$

5.3.2 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{CP}} < 0,2 \cdot I_{\text{H}}$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 2749 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 3000/5 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{CP.0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима, рассчитанного по формуле 5.20:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{H}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2749 = 137,5 \text{ А}. \quad (5.20)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия и рассчитывается по формуле формула 5.21:

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}}. \quad (5.21)$$

где $K_{\text{H}} = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}}/K_{\text{ТТ}} = 0,15 \cdot 2749 = 412 \text{ А}.$$

Сравним полученную уставку тока срабатывания по второму условию с током трёхфазного короткого замыкания в точке K_2 , по выражению 5.22:

$$I_{\text{CP.0}} \geq I_{K_2}^{(3)} \quad (5.22)$$

$$412 \leq 769 \text{ А}.$$

Работа дифференциальной защиты с данной уставкой будет выполнять неселективное отключение. Выбираем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты по условию 2 с коэффициентом запаса, обусловленным полной погрешностью ТТ – 10%:

Определим уставку тока срабатывания в относительных единицах по формуле 5.23:

$$I_{*\text{CP}} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = 1,1 \frac{I_{K_2}^{(3)}}{I_{\text{НОМ}}}. \quad (5.23)$$

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ o.e.}} = 1,1 \cdot \frac{769}{2749} = 0,31, \text{ o. e.}$$

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} \quad (5.24)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент аperiodической составляющей;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5–для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{H}} = \frac{1,15 \cdot 2749}{0,23} = 13745 \text{ A.}$$

где E''_q – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е, рассчитывается по формуле 5.25:

$$E''_q = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x''_d)^2} = \sqrt{(0,8)^2 + (0,6 + 0,23)^2} = 1,15. \quad (5.25)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.24):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,15}{0,23} \cdot 2749 = 1375 \text{ A.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия 5.26:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_T}; \quad (5.26)$$

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ.max}} \cdot (I_{\text{СКВ.max}} - I_{\text{НБ(max)}}) \cdot \cos\alpha}; \quad (5.27)$$

где $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$ – угол между векторами токов плеч защиты

$$I_T = \sqrt{12913 \cdot (12913 - 1375) \cdot \cos 10} = 12114 \text{ A};$$

$$K_T > \frac{1375 \cdot 2}{12114};$$

$$K_T > 0,2.$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения находится по формуле 5.28 (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,31}{0,5} = 0,62. \quad (5.28)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие 5.29:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,31}{0,5} = 0,62. \quad (5.29)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = (2 - 12) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 2749 = 16494 \text{ A}.$$

На рисунке 5.3.3 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

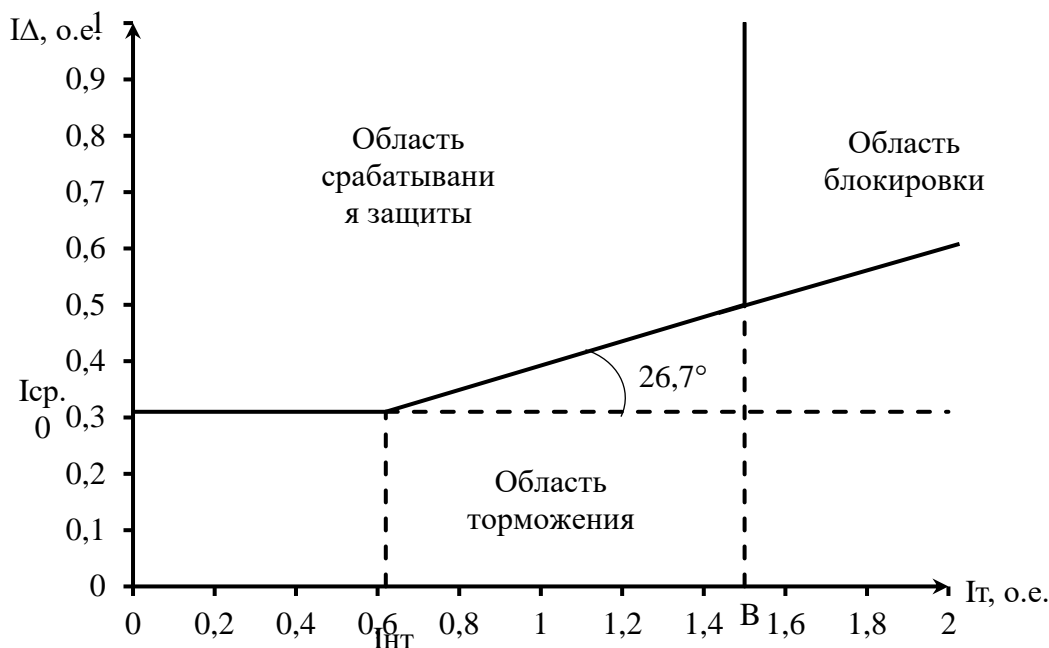


Рисунок 5.3.3 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно–ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.3.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85–95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0\text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.4.

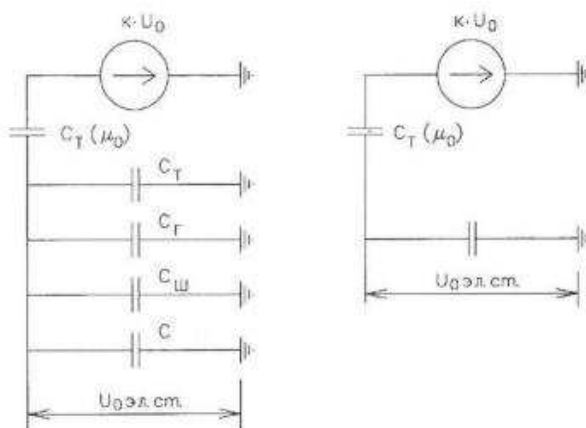


Рисунок 5.3.4— Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

Емкости генератора и генераторного выключателя определяются по формуле 5.30:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,012 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,982 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.30)$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.31)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0)$;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора, определяемое по формуле 5.32:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}. \quad (5.32)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения, определяется по формуле 5.33:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,982 \cdot 10^{-6} = 5,6 \text{ А.} \quad (5.33)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазном замыкании на стороне 220 кВ, находится по формуле 5.34:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,012}{0,012+0,982} = 267,2 \text{ В.} \quad (5.34)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения 5.35:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.35)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 267,2}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 2,32 \text{ В,}$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,32,$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемое в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно–ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T+2}. \quad (5.36)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно–ремонтных затворов.

5.3.4 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается из выражения 5.37:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.37)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается по формуле 5.38:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.38)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.3.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} , формула 5.39:

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}. \quad (5.39)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением 5.40:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}. \quad (5.40)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{СИГН}}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$; $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_N$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 700$ с. Зависимость параметра А и времени $t_{\text{МАКС}}$ от номинального напряжения сведено в таблицу 5.3.3

Таблица 5.3.3 – Зависимость параметра А и времени $t_{\text{МАКС}}$ от номинального напряжения

	6,3кВ	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
А	40	30	20	16
Тмакс, сек	800	700	600	500

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.41)$$

Уставка рассчитывается по формуле 5.42:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.42)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,175 \cdot I_N / K_{\text{ТТ}} = 0,175 \cdot 2749 / 600 = 0,8 \text{ А}. \quad (5.43)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}}$:

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением 5.44:

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}; \quad (5.44)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.4.

Таблица 5.3.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.5.

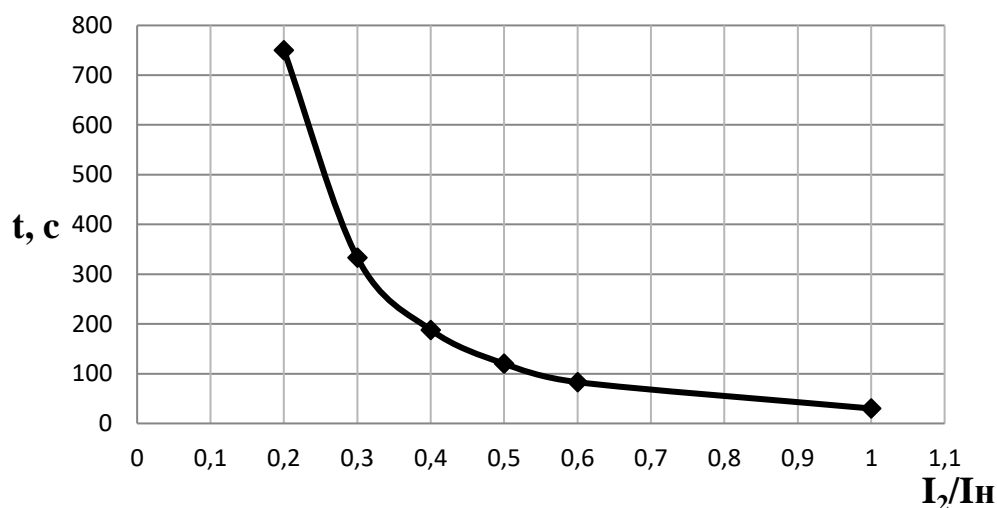


Рисунок 5.3.5 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 0,5$ с (по рекомендации ЭКРА), $t_{\text{макс.}} = 750$ с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 66$ с).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{ОТС}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.

3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности.

По второму условию:

по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.44)$$

Определим ток трехфазного короткого замыкания на стороне высшего напряжения по формуле 5.45:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot \sum X_{\text{К1}}} = \frac{230 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 345,36} = 384,5 \text{ А}, \quad (5.45)$$

где $\sum X_{\text{К1}} = X_{\text{Г}} + X_{\text{Т}} = 244,6 + 100,76 = 345,36 \text{ Ом};$

$X_{\text{Г}} = X_{\text{д}}'' \cdot \frac{U_{\text{НГ}}^2}{S_{\text{Н}}} = 0,23 \cdot \frac{230^2}{10,5} = 0,51 \text{ Ом}$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$X_{\text{Г}} = X_{\text{Г}} \cdot n_1^2 = 0,51 \cdot 21,9^2 = 244,6 \text{ Ом}$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения.

$n_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{230}{10,5} = 21,9$ – коэффициент трансформации силового трансформатора;

$$X_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 100,76 \text{ – сопротивление трансформатора.}$$

Далее найдем ток двухфазного короткого замыкания на стороне генераторного напряжения $I_{2\text{МИН}}^{(2)}$ по формуле 5.46:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot 2} \cdot n_{\text{Т}} = \frac{384,5 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot 2} \cdot 21,9 = 4211 \text{ А}. \quad (5.46)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = \frac{4211}{1,2} = 3509 \text{ А}.$$

В относительных единицах получим:

$$I_{2.с.з}^* = \frac{I_{2.с.з}}{I_{нг}^{(1)}} = \frac{3509}{2749} = 1,28 \text{ о. е.}$$

Таким образом, принимаем уставку срабатывания $I_{2.с.з}^* = 1,28 \text{ о. е.}$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, с выдержкой времени 8,5 на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа рассчитывается по формуле 5.47:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{нг}^{(2)}}{K_B} = 1,07 \cdot 4,58 = 4,9 \text{ А}, \quad (5.47)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9 \text{ с.}$

В относительных единицах получим:

$$I_{\text{СИГН}}^* = \frac{I_{\text{СИГН}}}{I_{нг}^{(2)}} = \frac{4,9}{4,58} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.48)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа рассчитывается по формуле 5.49:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{нг}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot 4,58 = 5 \text{ А}. \quad (5.49)$$

$$I_{\text{СИГН}}^* = \frac{I_{1\text{ПУСК}}}{I_{\text{НГ}}^{(2)}} = \frac{5}{4,58} = 1,09 \text{ о. е.} \quad (5.50)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3.5:

Согласно рекомендации завода–изготовителя ЭКРА:

$$t_{\text{max}} = 3600 \text{ с};$$

$$t_{\text{min}} = 5 \text{ с}.$$

Таблица 5.3.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_{\text{H}}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3600	1200	450	340	280	160	80	5	5

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.3.6.

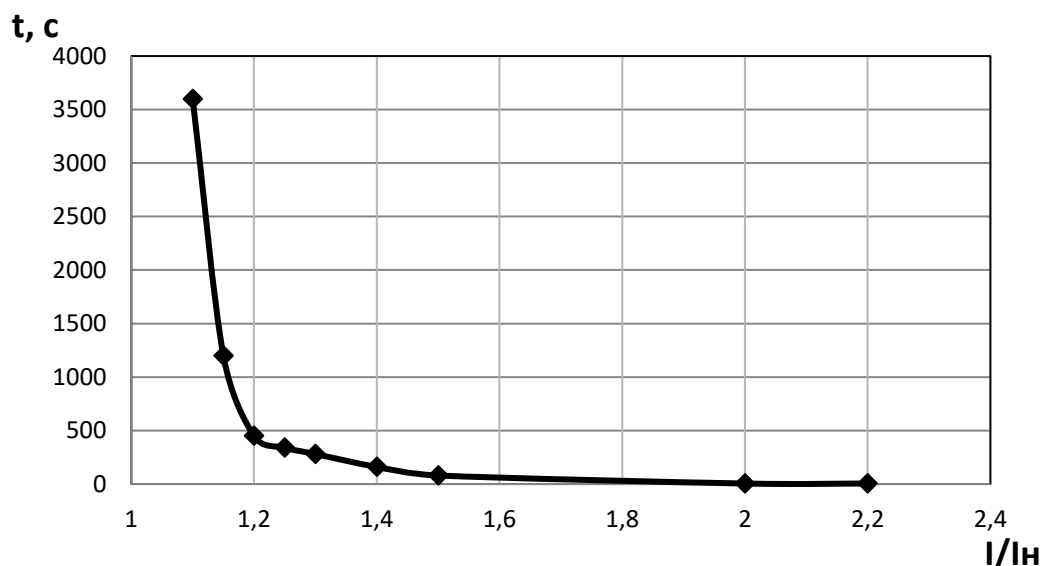


Рисунок 5.3.6 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставку органа отсечки, определим из выражения 5.51:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{нГ}^{(2)}}{0,98} = 1,53 \cdot 4,58 = 7 \text{ А}, \quad (5.51)$$

$$I_{СИГН}^* = \frac{I_{10TC}}{I_{нГ}^{(2)}} = \frac{7}{4,58} = 1,53 \text{ о. е} \quad (5.52)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$.
Напряжение срабатывания определи по выражению 5.53:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 \text{ В}. \quad (5.53)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение ШСВ 220 кВ, 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.7 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с, по формуле 5.54. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми степенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Саранпаульская ГЭС – Подстанция Инта:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 100,76 + \frac{0,8}{2} \cdot 77,22 = 128,56 \text{ Ом}, \quad (5.54)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$Z'_{1Л} = X_{0уд} \cdot l = 0,429 \cdot 180 = 77,22 \text{ Ом}$ – сопротивление линии 220 кВ.

$$Z_T = \frac{0,12 \cdot 230^2}{63} = 100,76 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,12 \cdot \frac{50}{63} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{50}{230^2} \cdot 77,22 = 0,105,$$

Z_1 в первичных Омах рассчитывается по формуле 5.55:

$$Z_{C3I} = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,105 \cdot 2,21 = 0,23 \text{ Ом,} \quad (5.55)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{50} = 2,21.$

По выражению 5.56, уставка будет:

$$Z_{1C3} = Z_{C3I} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,23 \cdot \frac{3000/5}{10,5/0,1} = 1,31 \text{ Ом.} \quad (5.56)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,31 \text{ Ом.}$

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

2) Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме рассчитывается по формуле 5.57:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2749} = 2,21 \text{ Ом,} \quad (5.57)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения). Расчет проводится по формуле 5.58:

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B.HOM} - 0,95}{I_{B.X.X.}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 980 - 0,95}{490}}{1,03} = 2,96, \quad (5.58)$$

где $I_{B.X.X.}$ – ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{НОМ}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме определи по формуле 5.59:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.59)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34, \quad (5.60)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 70,0^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято из выражения 5.61–5.62:

$$Z_{C3II,о.е} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.61)$$

$$Z_{C3II} = Z_{C3II,о.е} \cdot Z_B = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{50} = 0,77 \text{ Ом.} \quad (5.62)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,77 \cdot 3000 / 5}{10500 / 100} = 4,40 \text{ Ом,} \quad (5.63)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,40 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0 \text{ о. е.}$, $Z_{CM2} = 0,07 \text{ о. е.}$

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 на отключение ШСВ 220 кВ, 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.3.7.

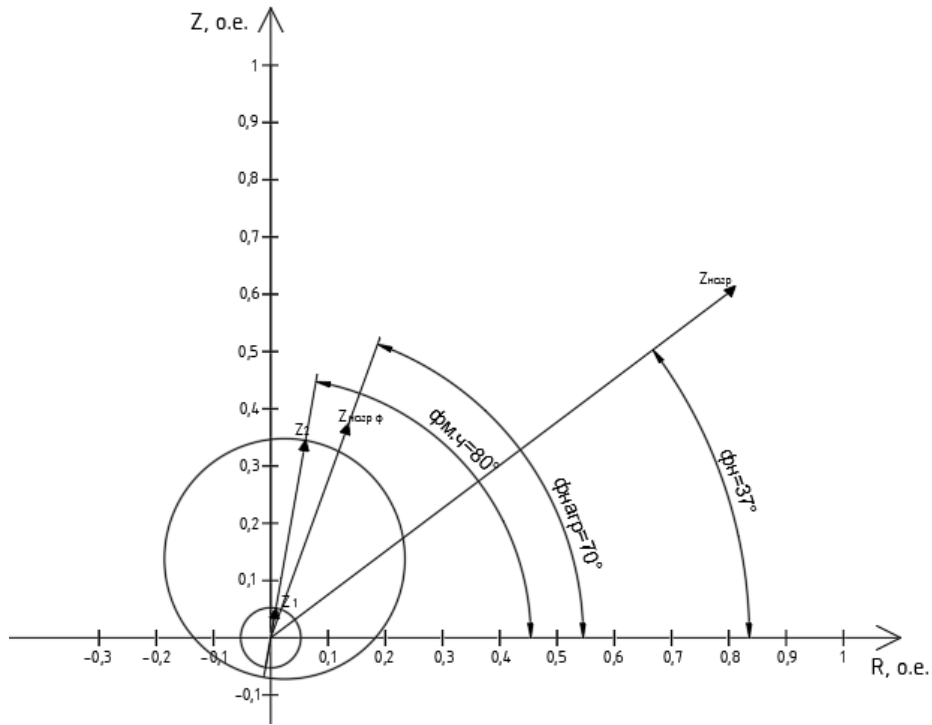


Рисунок 5.3.7 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа определяется по формуле 5.64:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{ВНТЕ_P}^{(2)}}{K_B} = 1,07 \cdot 0,9 = 0,96 \text{ А.} \quad (5.64)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа определяется по формуле 5.65:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{ВНТЕ_P}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot 0,9 = 0,99 \text{ А.} \quad (5.65)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.3.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.3.8.

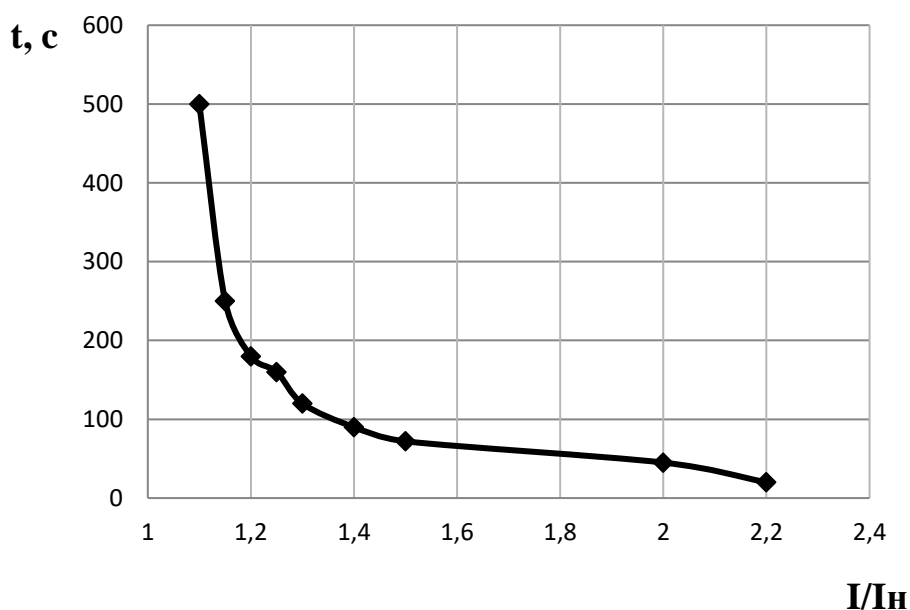


Рисунок 5.3.8 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки определяется по формуле 5.66:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot 0,9 = 2,02 \text{ А.} \quad (5.66)$$

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА». Установка Отечественного микропроцессорного оборудования

позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит, а использование высоко интегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

5.5. Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Г, таблица Г.1, Г.2 соответственно.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Класс гидротехнических сооружений выбирается в зависимости от их высоты и типа грунта оснований.

Определим класс сооружения в зависимости от высоты сооружения и грунта основания. Плотина будет состоять из грунтовых материалов, а высота составляет 36 м. Таким образом, класс сооружения равен II.

Выберем класс гидротехнического сооружения в зависимости от назначения и условий эксплуатации.

Так как установлена мощность ГЭС $N_{уст} = 160$ МВт, класс сооружения равен III.

Численность людей, которые могут пострадать от аварии на гидротехническом сооружении составляет 2575 чел, что соответствует II классу сооружения.

Таким образом, из вышеперечисленных условий выбираем наивысший класс гидротехнического сооружения равный II.

6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

$$\nabla_{ГГП} = 63,00 + 2,45 = 65,45 \text{ м.}$$

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса $a=0,5$ м.

$$h_s = 1,95 + 0,0038 + 0,5 = 2,45 \text{ м.}$$

6.1.2 Расчёт параметров волнового воздействия

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где $V = 16$ м/с – скорость ветра;

K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра.

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7}; \quad (6.4)$$

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 16) \cdot 10^{-7} = 0,00000174.$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,00000174 \cdot \frac{16^2 \cdot 1500}{9,81 \cdot 18} = 0,0038 \text{ м.}$$

Условная расчетная глубина воды в водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{63,00 - 27,00}{2} = 18 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Рассчитаем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 1500}{16^2} = 57,48. \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{16} = 13244. \quad (6.7)$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ – период развития волн на водохранилище.

По приложению А, график Г.1, определяем параметры волнового воздействия:

$$\text{– для } \frac{gL}{V_w^2} = 57,48:$$

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,015 \quad \frac{gT}{V_w} = 1,40.$$

$$\text{– для } \frac{gt}{V_w} = 13244:$$

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,090; \quad \frac{gT}{V_w} = 4,30.$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны:

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,015 \quad \frac{gT}{V_w} = 1,40.$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,40 \cdot V}{g} = \frac{1,40 \cdot 16}{9,81} = 2,28 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,012 \cdot V}{g} = \frac{0,015 \cdot 16^2}{9,81} = 0,39 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,28^2}{2 \cdot 3,14} = 8,12 \text{ м}; \quad (6.11)$$

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d. \quad (6.12)$$

$18 > 0,5 \cdot 8,12 = 4,06$ м – условие выполняется, т.е. зона глубоководная.
Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,39 \cdot 2,1 = 0,82 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по приложение А, график Г.2 по значению $\frac{gL}{V^2_w}$ (для глубоководной зоны). Принимаем $K_i = 2,1$;

\bar{h} – средняя длина волны.

Определяем высоту наката волны 1% обеспеченности:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}; \quad (6.14)$$

$$h_{run1\%} = 1,00 \cdot 0,90 \cdot 1,10 \cdot 2,40 \cdot 0,82 = 1,95 \text{ м},$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по;

$k_r = 1,00$ $k_p = 0,90$ для откоса грунтовой плотины, укрепленного железобетонными плитами;

k_{sp} – коэффициент, при $m = \text{ctg } \varphi = 1,5$ и $V = 16$ м/с, $k_{sp} = 1,10$;

k_{run} – коэффициент, определяемый по приложению А, график Г.3.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{8,12}{0,82} = 9,90, \quad (6.15)$$

где $k_{run} = 2,40$.

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.16)$$

где a – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет 0,6 для II класса сооружения.

$$\nabla\text{БП} = 63,00 + 0,82 + 0,004 + 0,6 = 64,42.$$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

$$Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} = 1663,99 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{макс}}^{\text{пов}} = 1898,22 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{ГА}}^{\text{ед}}}{9,81 \cdot (H^{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{40000}{9,81 \cdot (27,40 - 0,3) \cdot 0,92} = 163,54 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $N_{\text{ГА}}^{\text{ед}} = 40000$ кВт – мощность одного гидрогенератора;
 $\eta = 0,92$ % – КПД гидрогенератора.

$$H^{\text{осн}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ} = 63,00 - 35,60 = 27,40 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где $\nabla\text{УНБ} = 35,60$ м – уровень НБ при обеспеченности 1 %.

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot m = 163,54 \cdot 3 = 490,62 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.19)$$

$$m = Z_{\text{агр}} - 1 = 4 - 1 = 3. \quad (6.20)$$

Так как $H^{\text{осн}} > H_{\text{мин}} = 22$ м, паводок можно пропускать через гидроагрегаты ГЭС.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс}}^{\text{осн}} - (Z_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}} - \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.21)$$

где $Q_{\text{макс}}^{\text{осн}}$ – максимальный основной расход 1% обеспеченности;

$Q_{\text{ГА}}^{\text{осн}}$ – основной расход через один гидроагрегат;

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$V_{\text{пр}}$ – объем притока за время сработки;

$t_{\text{ср}}$ – время сработки водохранилища до отметки УМО.

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 1663,99 - 3 \cdot 163,54 - \frac{(3,59 + 1,17) \cdot 10^9}{18144000} = 911,02 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем удельный расход на рисберме:

$$q_p = V_h \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн}} = 3,50 \cdot 8,60 = 30,10 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.22)$$

где V_h – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки;

$h_{НБ}^{осн} = 8,60$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{макс}^{осн} = 1663,99$ м³/с.

$$h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{ДНО} = 35,60 - 27,00 = 8,60 \text{ м}, \quad (6.23)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 30,10 = 37,63 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.24)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{расч}^{осн}}{q_b} = \frac{911,02}{37,63} = 24,21 \text{ м} \approx 27. \quad (6.25)$$

Таким образом, принимаем: $n = 3$ – число пролетов, $b = 9$ – ширина пролета.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления H_{02} :

$$H_{01 \text{ основ}} = \left(\frac{Q_{расч}^{осн}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{911,02}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,23 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля;

$B = 27$ м – ширина водосливного фронта.

$$H_{02 \text{ основ}} = \left(\frac{Q_{расч}^{осн}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{911,02}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,54 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где $\sigma_n = 1$ для неподтопленного водослива;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле (6.26).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01 \text{ основ}}}{b}, \quad (6.26)$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины и от формы верховой грани быка принимается 0,45;

n – число пролётов;

b – ширина пролета.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \right) \cdot \frac{6,23}{9} = 0,93,$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H_{\text{основ}} = H_{02 \text{ основ}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,54 - \frac{1,1 \cdot 0,77^2}{2 \cdot 9,81} = 6,51 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} \quad (6.28)$$

где $\delta_B = 3 \text{ м}$ – толщина быка.

$$V_0 = \frac{911,02}{(63,00 - 27,00) \cdot (27 + (3 - 1) \cdot 3)} = 0,77$$

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 63,00 - 7,0 = 56,00 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 56,00 + 1,6 \cdot 7,0 = 67,20 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины как наибольшую из $\nabla \text{ГГП} = 65,45 \text{ м}$, $\nabla \text{ГБП} = 64,42 \text{ м}$ и $\nabla \text{ГБ} = 67,20 \text{ м}$, таким образом $\nabla \text{ГП} = 67,20 \text{ м}$.

6.2.3 Проверка на пропуск расчётного расхода при поверочном расчётном случае

$$H_{01 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1155,87}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,30 \text{ м}. \quad (6.31)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс}}^{\text{пов}} - (Z_{\text{агр}} - 1) \cdot Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}} - \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{сп}}}, \quad (6.32)$$

где $Q_{\text{макс}}^{\text{пов}}$ – максимальный поверочный расход 0,1% обеспеченности;

$Q_{\text{ГА}}^{\text{пов}}$ – поверочный расход через один гидроагрегат;

$V_{\text{пол}}$ – полезный объем водохранилища;

$V_{пр}$ – объем притока за время сработки;

$t_{ср}$ – время сработки водохранилища до отметки УМО.

$$Q_{ГА} = \frac{N^{ед}_{ГА}}{9,81 \cdot (H_{пов} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{40000}{9,81 \cdot (28,00 - 0,3) \cdot 0,92} = 160,00 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.34)$$

$$Q_{расч}^{пов} = 1898,22 - 3 \cdot 160,00 - \frac{(3,59 + 1,17) \cdot 10^9}{18144000} = 1155,87 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1155,87}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,77 \text{ м}. \quad (6.35)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01 \text{ пов}}}{b}; \quad (6.36)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (3-1) \cdot 0,45}{3} \right) \cdot \frac{7,30}{9} = 0,91;$$

$$H_{пов} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 7,77 - \frac{1,1 \cdot 0,97^2}{2 \cdot 9,81} = 7,72 \text{ м}; \quad (6.37)$$

$$V_0 = \frac{Q_{расч}^{пов}}{(\nabla\PhiПУ - \nabla\text{ДНО}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)}; \quad (6.38)$$

$$V_0 = \frac{1155,87}{(64,00 - 27,00) \cdot (27 + (3-1) \cdot 3)} = 0,97 \text{ м/с};$$

$$\nabla\PhiПУ_p = \nabla\text{ГВ} + H_{пов} = 56,00 + 7,72 = 63,72; \quad (6.39)$$

Принимаем проектную отметку $\nabla\PhiПУ = 64,00$ м.

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге с радиусом R . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины ($p_n = 29$ м) и напора на водосливе ($H_{ст} = 7,0$ м), приложение А, рисунок Г.1.

Принимаем $R = 14,45$ м.

Высота водослива:

$$p_n = \nabla\text{ГВ} - \nabla\text{ДНО} = 56,00 - 27,00 = 29,00 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где $\nabla\text{ГВ} = 56,00$ м – отметка гребня водослива.

Принимаем профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова. Координаты и профиль для построения оголовка безвакуумного водослива представлены в таблице 6.2.1 и на рисунке 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 7,0$ м.

X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
0	0.88	7.00	1.79	14.00	8.65	21.70	21.09
0.70	0.25	7.70	2.25	14.70	9.58	22.40	22.45
1.40	0.05	8.40	2.76	15.40	10.56	23.10	23.84
2.10	0.00	9.10	3.33	16.10	11.57	23.80	25.26
2.80	0.04	9.80	3.95	16.80	13.26	24.50	26.73
3.50	0.19	10.50	4.63	17.50	13.72	25.20	28.22
4.20	0.42	11.20	5.35	18.20	14.85	25.90	29.74
4.90	0.70	11.90	6.11	18.90	16.02	26.60	31.30
5.60	1.02	12.60	6.91	19.60	17.23	27.30	32.89
6.30	1.39	13.30	7.76	20.30	18.48	28.00	34.57
0.70	0.25	7.00	1.79	21.00	20.05	21.70	21.09

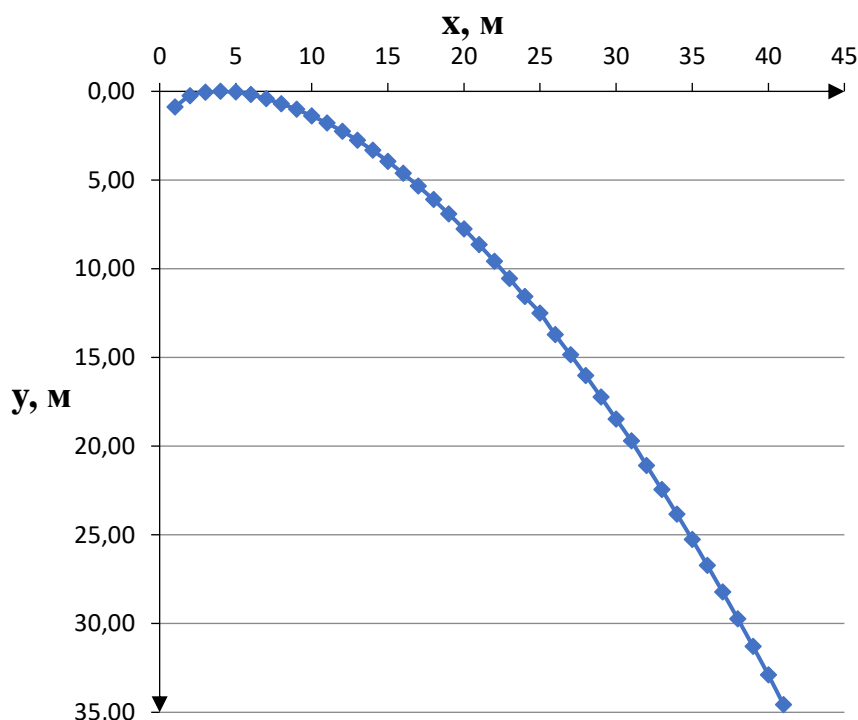


Рисунок 6.2.1 – Оголовок водосливной плотины

6.2.5 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс

Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донный водосброс, используемый для опорожнения водохранилища, называется также водоспуском (водовыпуском). Полное опорожнение водохранилища может потребоваться при ликвидации ГТС.

Диаметр донного водосброса составляет 3,2 м.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска равна:

$$\nabla_{\text{ЦО}} = \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галер}} + 4, \quad (6.41)$$

где $h_{\text{галер}} = 3,0\text{м}$;

$\nabla_{\text{пола галереи}}$ – равна отметки дна водохранилища.

$$\nabla_{\text{ЦО}} = 27,00 + 3,00 + 4 = 34,00 \text{ м}$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска равен:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} + \nabla_{\text{ЦО}} = \frac{63,00 + 55,33}{2} + 34,00 = 25,17 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Найдем расход через отверстие водовыпуска:

$$Q = \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2gH}. \quad (6.43)$$

где μ – коэффициент расхода 0,8;

ω – площадь водовыпускного отверстия.

$$\omega = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 1,6^2 = 8,04 \text{ м}^2; \quad (6.44)$$

$$Q = 0,8 \cdot 8,04 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 25,17} = 142,93 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропускания расчетного расхода:

$$n = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{пр}}}{Q} = \frac{t_{\text{ср}}}{Q} = \frac{(3,59 + 1,17) \cdot 10^9}{18144000} / 142,93 = 1,84. \quad (6.45)$$

Принимаем количество водовыпускных отверстий равным 2 шт.

Рассчитаем расход через два водовыпускных отверстия:

6.2.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла.

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_0)^2 \cdot g}}, \quad (6.46)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принимаем равным 1,1.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 911,02^2}{(27 + (3 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,40 \text{ м}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 63,00 - 27,00 = 36 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Определяем соотношение:

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{36}{4,40} = 8,18 \quad (6.48)$$

Плотина имеет среднюю длину сливной грани, так как её высота лежит в пределах 15–40 м.

Определим коэффициент скорости по таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2

Истечение через водослив практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью	Коэффициент φ
При малой длине сливной грани	1,00
При средней длине сливной грани	0,95
При большой длине сливной грани	0,90

Таким образом, $\varphi = 0,95$

По графику М.Д. Чертоусова, приложение А, рисунок Г.2, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T0} определяют ξ_c и ξ_c'' .

Таким образом, получаем:

$$\xi_c = 0,26, \xi_c'' = 2,7.$$

Далее вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,26 \cdot 4,40 = 1,14 \text{ м;} \quad (6.49)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{кр} = 2,7 \cdot 4,40 = 11,88 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Так как, $h''_c > h_{нб} = 8,6$ имеем сопряжение по типу отогнанного прыжка.

Как правило, отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому проектируют сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого

необходимо создать в нижнем бьефе непосредственно за водосливом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью специальных устройств – водобойной стенки.

Во всех случаях за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита. Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15v_c\sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 24,22 \cdot \sqrt{1,14} = 3,88, \quad (6.51)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении.

$$v_c = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{911,02}{1,14 \cdot (27 + 2 \cdot 3)} = 24,22 \text{ м/с}. \quad (6.52)$$

Далее необходимо определить размеры и число водобойных стенок. Если условие $h''_c < h_{\text{нб}}$ выполняется, то проектируется одна стенка, если нет, то рассчитывается вторая. При дальнейшем невыполнение условия, проектируют водобойный колодец. Дальнейший расчет показывает, что одной водобойной стенки достаточно для соответствующего гашения энергии потока в нижнем бьефе.

6.2.7 Расчет водобойной стенки

Расчет высоты водобойной стенки $h_{\text{ст}}$ проводят, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки $h_{\text{ст}}$ по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}}, \quad (6.53)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой,

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2}, \quad (6.54)$$

σ – коэффициент запаса $1,07 \div 1,13$ (можно принять $\sigma = 1,1$);
 m – выбирают по типу водослива.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{27,61}{0,35 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,81} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 27,61^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 11,88)^2} = 6,57 \text{ м};$$

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 11,88 - 6,57 = 6,50 \text{ м}.$$

После определения высоты стенки $h_{ст}$ проверяем условие сопряжения бьефов за стенкой по методике, изложенной в разделе 2.6, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной: $T_0 = h_{ст} + H_{ст}$.

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 6,50 + 6,57 = 13,07 \text{ м}; \quad (6.55)$$

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{13,07}{4,40} = 2,97. \quad (6.56)$$

По графику М.Д. Чертоусова, указанного в приложение Д, рисунок Д.2, в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T0} определяют ξ_c и ξ_c'' .

Таким образом, получаем:

$$\xi_c = 0,49, \xi_c'' = 1,8.$$

Далее вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,49 \cdot 4,40 = 2,16 \text{ м}; \quad (6.57)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{кр} = 1,8 \cdot 4,40 = 7,92 \text{ м}. \quad (6.58)$$

Так как, $h''_c < h_{нб} = 8,6$, следовательно водобойная стенка является достаточной для гашения энергии в НБ.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины и имеющий минимальную ширину понизу. Профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Ширина водосливной плотины по основанию:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_б}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.59)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов принимаемый $\alpha_1 = 0,5$;

$\rho_б$ – плотность бетона;

ρ_w – плотность воды.

Высота плотины h :

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 63,00 - 21,12 = 41,88 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где $\nabla_{\text{ПОД}}$ – отметка подошвы плотины.

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (d + \delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.61)$$

где d – глубина водобойного колодца;

$\delta_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты, $2 \div 3$ м толщина слоя грунта с низкой несущей способностью, удаляемого при подготовке основания (в случае необходимости).

$$\nabla_{\text{под}} = 27,00 - (3,88 + 2) = 21,12 \text{ м}.$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_{\text{n}}^{\text{II}} = \frac{\gamma_{\text{n}} h}{\text{tg} \varphi \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{w}}} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.62)$$

где γ_{n} – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для II класса сооружения 1,2;

φ – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС, $\varphi = 35^\circ$.

Задаваясь различными значениями n , произведем расчет, таблица 6.3.1 и построим графики зависимостей $B_{\text{n}}^{\text{I}} = f(n)$ и $B_{\text{n}}^{\text{II}} = f(n)$, рисунок 6.3.1.

Таблица 6.3.1 – Расчет зависимостей $B_{\text{n}}^{\text{I}} = f(n)$ и $B_{\text{n}}^{\text{II}} = f(n)$

n	0,01	0,02	0,04	0,05	0,06	0,1	0,2	0,3	0,4
B_{n}^{I}	30,42	30,45	30,52	30,56	30,61	30,79	31,39	32,22	33,32
B_{n}^{II}	37,58	37,38	37,00	36,81	36,62	35,89	34,18	32,62	31,21

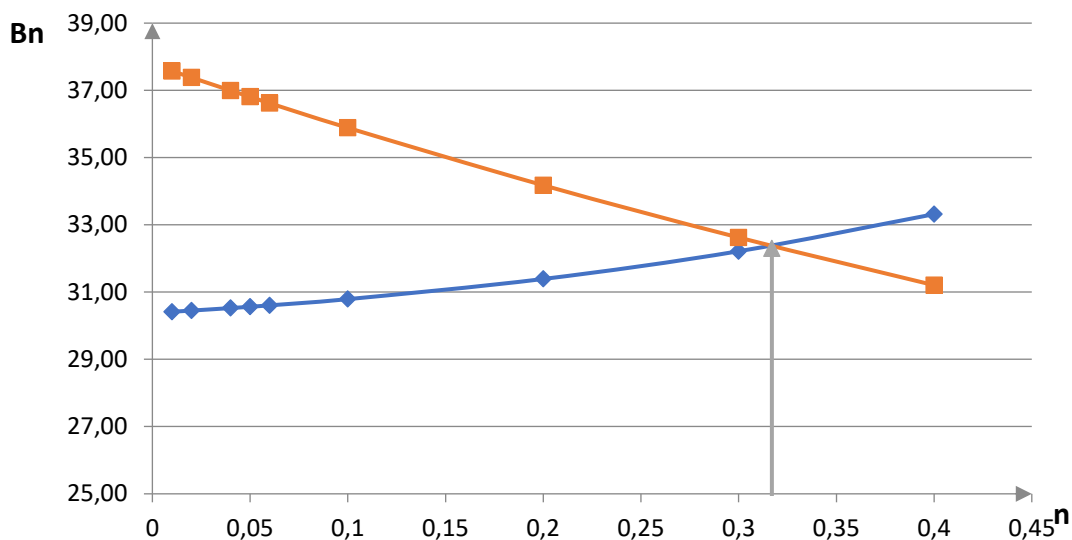


Рисунок 6.3.1 – Пересечение кривых $V_n^I = f(n)$ и $V_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $n = 0,317$ и $V_n = 32,30$ м. Принимаем ширину подошвы плотины $V_n = 32,30$ м.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

В плотинах на нескальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. В данном случае на суглинистых грунтах разрезают каждый бык. Расстояние между температурно–осадочными швами 20м.

Для уменьшения температурных напряжений устраиваем швы–надрезы между быком и водосливом от гребня до фундаментной плиты.

Ширина деформационных температурно–осадочных швов равняется 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов–надрезов – 1 см.

6.3.3 Быки

Разрезной бык состоит из двух полубычков. Толщину быка принимаем 3 м. Толщину пазового перешейка быка принимаем 1,4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Размеры пазов ремонтного затвора и рабочего затвора 1 м. Расстояние между пазами 1,2 м. Разрез быков представлен на рисунке 6.3.2.

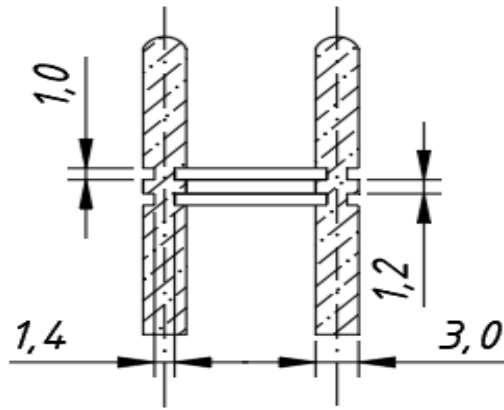


Рисунок 6.3.2 – Разрез быков

6.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов.

Необходимо применить два типа устоев:

- а. Сопрягающие устои, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или с берегом (береговой устой).
- б. Раздельные (в виде раздельных стенок), которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Диаметр вертикальных дренажных скважин принят 30 см; расстояние между осями дрен – 2 м.

Горизонтальные дрены прямоугольного сечения площадью 400см² расположены по высоте плотины через 2 м между смотровыми шахтами.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верхней грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр, м}}, \quad (6.63)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр, m}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины равный 25.

$$a_{др} = \frac{36,0 \cdot 1,2}{25} = 1,73 \text{ м}$$

Таким образом, примем расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи 3 м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные галереи с шагом 18 м по высоте на отметках 27,00 и 48,00 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций. Размеры галерей имеют следующие значения: ширина 2,0 м, высота 3,0 м.

6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.1 Понур

Назначение понура – уменьшать фильтрационный расход и снижать противофильтрационное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации.

Для суглинистого основания выбран бетонный понур.

Длину понура определим по формуле (6.64):

$$l_{\text{понура}} = 1 \cdot (\Delta\text{НПУ} - \Delta\text{УНБ}_{\text{min}}) = 1 \cdot (63,00 - 28,40) = 34,6\text{м} \quad (6.64)$$

6.4.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды, снижения фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения грунта основания под подошвой устраивается горизонтальный трехслойный пластовый дренаж с устройством обратного фильтра. Так же дренаж устанавливается под водобоем и рисбермой.

6.5 Конструирование элементов нижнего бьефа

6.5.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщина водобойной плиты была определена ранее по формуле 6.57:

$$\delta_B = 3,87 \text{ м}$$

Длину водобойной плиты определим по формуле:

$$l_{\text{водобоя}} = 3 \cdot h_c'', \quad (6.65)$$

где h_c'' и h_c' – сопряженные глубины определенные по формулам 6.57 и 6.58.

$$l_{\text{водобоя}} = 3 \cdot h_c'' = 35,6 \text{ м.}$$

6.5.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполнен из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Толщина плит рисбермы 1–го ряда равна 1,86 м, 2–го 1 м, 3–го 0,8 м, 4–го 0,5 м. Плиты бетонируются на месте, выполнены прямоугольными, размером 8 х 11 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,25 м, на расстоянии друг от друга в плане до 5 м.

Длина рисбермы равна:

$$l_p = 9 \cdot (h_c'' - h_c') - l_{\text{водобоя}}, \quad (6.66)$$

где h_c'' и h_c' – сопряженные глубины определенные по формулам 6.57 и 6.58.

$$l_p = 9 \cdot (11,88 - 1,14) - 35,6 \approx 61,1 \text{ м.}$$

6.5.3 Ковш

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша.

Глубина ковша (м) определяется по формуле:

$$h_{\text{max}} = K_p \sqrt{\frac{q_p}{V_n}}, \quad (6.67)$$

где K_p – коэффициент, зависящий от условий размыва (1,05÷1,1);

q_p – удельный расход на рисберме;

V_n – неразмывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока $h_{\text{НБ}} = 1$ м, для суглинка равна 1 м/с.

$$h_{max} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{30,10}{1}} = 6 \text{ м.}$$

Дно ковша прикрыто слоем мелкого камня толщиной 2 м. Уклон откосов ковша 1:4 ÷ 1:2.

6.6 Фильтрационные расчеты подземного контура

Фильтрационные расчеты проводят с целью обоснования состава элементов подземного контура, их размеров и очертания, с последующим определением величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов фильтрационного потока. Расчеты проводят для основного расчетного случая (в ВБ ∇ НПУ = 63,00 м, в НБ ∇ УНБ_{min} = 28,40 м, при пропуске $Q_{сан} = 65 \text{ м}^3/\text{с}$).

Фильтрационное давление определяется методом удлинённой контурной линии.

Так как в основание отсутствует водоупор, произведем расчет активной глубины фильтрации $T_{акт}$.

Для того, чтобы рассчитать $T_{акт}$, необходимо найти отношение:

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{65,3}{8,9} = 7,3 \text{ м,} \quad (6.68)$$

где l_0 – длина проекции подземного контура на горизонталь;

S_0 – длина проекции подземного контура на вертикаль.

По таблице 6.6.1 выбираем формулу расчета активной глубины фильтрации.

Таблица 6.6.1 – Определение глубины активной зоны фильтрации – $T_{акт}$

l_0/S_0	T_a
$l_0/S_0 \geq 5,0$	$0,5 l_0$
$3..4 \leq l_0/S_0 < 5,0$	$2,5 S_0$
$1,0 \leq l_0/S_0 < 3,4$	$0,8 S_0 + 0,5 l_0$
$0 < l_0/S_0 < 1,0$	$S_0 + 0,3 l_0$

Так как $l_0/S_0 \geq 5,0$, тогда:

$$T_{акт} = 0,5 \cdot l_0 = 0,5 * 65,3 = 32,7 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Далее определяем $T_{ср}$ – среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура, включая участки дна в верхнем и нижнем бьефе, до водоупора (реального или виртуального), данные сведем в таблицу 6.6.2.

Таблица 6.6.2 – Расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура

Параметр	Значение
T_1	32,7
T_2	29,4
T_3	23,7
T_4	26,7
T_5	23,7
T_6	32,7
$T_{CP}=(\sum T_1 \div T_6)/6$	28,2

После откладывают постепенно длины элементов подземного контура и на каждом участке откладывают соответствующие потери напора.

6.7 Определение основных нагрузок на плотину

6.7.1 Вес сооружения

Площадь плотины и быка в поперечном сечении, а также точка центра масс $G_{пл}$ и $G_б$ определяются в программе AutoCad.

Площадь плотины:

$$S_{пл} = 798,6 \text{ м}^2$$

Площадь быка:

$$S_б = 1317,4 \text{ м}^2.$$

Вес 1 п.м водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{798,6 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 3} = 14101,68 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролета;

$\rho_б$ – плотность бетона;

$\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка:

$$G_{\delta} = \frac{S_{\delta} \cdot \delta_{\delta} \cdot g \cdot \rho_{\delta}}{b + \delta_{\delta}} = \frac{1317,4 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 3} = 7754,28 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

Вес плоского затвора определяем по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 76,5 \cdot \sqrt{76,5} \cdot 9,81 \approx 361,01 \text{ кН}, \quad (6.72)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b; \quad (6.73)$$

$$f = (64,00 - 56,00 + 0,5) \cdot 9 = 76,5 \text{ м}^2.$$

Вес затвора приводим к 1 п.м длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\delta}} = \frac{361,01}{9 + 3} = 30,08 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

6.7.2 Расчёты гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 41,88^2 \cdot 10^{-3}}{2} = 8603,05 \text{ кН/м}, \quad (6.75)$$

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 63,00 - 21,12 = 41,88 \text{ м}. \quad (6.76)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7,28^2 \cdot 10^{-3}}{2} = 259,96 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

$$h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 28,40 - 21,12 = 7,28 \text{ м}, \quad (6.78)$$

где $\nabla\text{УНБ}_{\text{min}} = 28,40$ – уровень воды в НБ при $Q_{\text{сан}} = 65 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_{\text{Н}} = \rho_w g S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}}, \quad (6.79)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{Н}}$ – площадь поперечного сечения тела давления.

$$W_{\text{Н}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,78 \cdot 10^{-3} = 27,27 \text{ кН/м}$$

6.7.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w g h_1, \quad (6.80)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}$.

$$p_{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot (28,40 - 21,12) = 410,84 \text{ кН}$$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}; \quad (6.81)$$

$$W_{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 174,0 = 1706,94 \text{ кН/м.}$$

6.7.4 Сила фильтрационного давления

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 167,0 = 1638,27 \text{ кН/м.} \quad (6.82)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, как и ранее ординаты эпюры приведены в м. вод. ст

6.7.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.83)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13$) кН/м^3 , принимаем $\gamma_{\text{н}} = 10 \text{ кН/м}^3$;

$h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаем от уровня заиления дна, $h_{\text{н}} = 2 \text{ м}$;

$\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} h_{\text{н}}}{2} = \frac{9,81 \cdot 2}{2} = 9,81 \text{ кН/м.} \quad (6.84)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяется следующим образом.

В точке принадлежащей границе между различными слоями грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащую верхнему слою, а затем нижнюю.

Для слоя насыпи давление грунта (суглинок):

$$p_{1.гр}' = \gamma_H h_H \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.85)$$

$$p_{1.гр}' = 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) - 2 \cdot 10 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{30}{2} \right) = -4,88 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_{1.гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв гр} h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right); \quad (6.86)$$

$$p_{1.гр}'' = (10 \cdot 2 + 14,10 \cdot 1,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) - 2 \cdot 10 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 2,05 \text{ кН/м}^2;$$

$$\gamma_{взв гр} = \gamma_0 - (1 - n_0) \gamma_w; \quad (6.87)$$

$$\gamma_{взв гр} = 19,5 - (1 - 0,45) \cdot 9,81 = 14,10 \text{ кН/м}^3,$$

где c – сцепление грунта, равное 10 кПа;

γ_0 – удельный вес сухого грунта, принимаем равным 19,5 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, равная 0,45;

γ_w – удельный вес воды;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, равная 1,5 м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения, равный 30°, исходя из основания.

Следующий слой грунта – слой основания до подошвы, который состоит из суглинка. Сцепление $c = 10$ кН/м², угол внутреннего трения $\varphi_{посн} = 30^\circ$, толщина слоя грунта основания 0,4 м, $n_{посн} = 0,45$.

$$p_{2.гр}' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв гр} h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{основ}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{основ}}{2} \right); \quad (6.88)$$

$$p_{2.гр}' = (10 \cdot 2 + 14,10 \cdot 1,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) - 2 \cdot 10 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 2,04 \text{ кН/м}^2.$$

$$\gamma_{взв основ} = \gamma_0 - (1 - n_0) \gamma_w, \quad (6.89)$$

$$\gamma_{взв основ} = 19,5 - (1 - 0,45) \cdot 9,81 = 14,10 \text{ кН/м}^3,$$

$$p_{з.гр}'' = (\gamma_H h_H + \gamma_{взв\ гр} h_{гр} + \gamma_{взв\ основ} h_{основ}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{основ}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{основ}}{2} \right); \quad (6.90)$$

$$p_{з.гр}'' = (10 \cdot 2 + 14,10 \cdot 1,5 + 14,10 \cdot 2,2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) - 2 \cdot 10 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 12,38 \text{ кН/м}^2.$$

Определим равнодействующую активного давления для каждого слоя грунта:

$$E_{1акт} = S_{эп} = \left(\frac{p_{1.гр}' + p_{1.гр}''}{2} \right) h_{гр}. \quad (6.91)$$

$$E_{1акт} = \left(\frac{-4,88 + 2,05}{2} \right) \cdot 1,5 = -2,12 \text{ кН/м}$$

$$E_{2акт} = S_{эп} = \left(\frac{p_{з.гр}' + p_{з.гр}''}{2} \right) h_{гр}. \quad (6.92)$$

$$E_{2акт} = \left(\frac{2,04 + 12,38}{2} \right) \cdot 2,2 = 10,06 \text{ кН/м}$$

Так как присутствуют отрицательные значения, значит активное давление грунта на ГТС отсутствует.

6.7.6 Расчёт волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.93)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,82 \cdot \left(\frac{8,14}{3,14} + \frac{0,26}{2} \right) = 10,92 \text{ кН}$$

где $h_{1\%}$ – высота волн 1% обеспеченности;

$\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;

h_0 – средняя высота волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,82^2}{8,14} = 0,26 \text{ м}. \quad (6.94)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1 \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8 \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.8 Расчёт прочности плотины

6.8.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины проводится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. В расчете плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», а растягивающие со знаком «+». Для удобства расчета составляем таблицу 6.8.1, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.8.1 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила,	Плечо,	Момент,
T_B	1	→	8603,05	13,96	120098,58
T_H	1	←	259,96	-2,44	-634,30
W_H	1	↓	27,27	14,50	395,42
$G_{пл}$	0,95	↓	13396,60	-3,80	-50907,08
$G_б$	0,95	↓	7366,57	-7,60	-55985,93
$W_{взв}$	1	↑	1706,94	0,00	0,00
W_ϕ	1	↑	1638,27	8,90	14580,60
E_H	1,2	→	11,77	6,57	77,33
$E_{акт}$	1,2	→	12,11	0,80	9,69
$W_{волн}$	1	→	10,92	40,61	443,46
$q_з$	0,9	↓	27,07	-12,40	-335,67
–	–	\sum^N	17472,30	\sum^M	27742,10

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2}, \quad (6.95)$$

где N – нормальная сила, сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_n – ширина подошвы плотины.

$$N = W_H + G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3; \quad (6.96)$$

$$N = 27,27 + 13396,60 + 7366,57 - 1706,94 - 14580,60 + 27,07 = 17472,30 \text{ кН};$$

$$\sigma_y^u = -\frac{17472,30}{32,3} + \frac{6 \cdot 27742,10}{32,3^2} = -381,39 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2); \quad (6.97)$$

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 63,00 - 21,12 = 41,88 \text{ м}, \quad (6.98)$$

где H_d^u – напор над сечением со стороны ВБ.

$$m_u = \text{tg } \alpha_1 = 0, \quad (6.99)$$

где $\alpha_1 = 0$ – заложение верховой грани.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = -381,39 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 41,88 \cdot (1 - 0^2) = -410,84 \text{ кН/м}^2. \quad (6.100)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u; \quad (6.101)$$

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 41,88 - 381,39) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2; \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^u = -381,39 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 41,88 \cdot 0^2 = -381,39 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_2 \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 41,88 = -410,84 \text{ кН/м}^2. \quad (6.103)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2}; \quad (6.104)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{17472,28}{32,3} - \frac{6 \cdot 27742,10}{32,3^2} = -700,48 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2); \quad (6.105)$$

$$\sigma_x^t = -700,48 \cdot 0,75^2 - 9,81 \cdot 7,28 \cdot (1 - 0,75^2) = -425,26 \text{ кН/м}^2;$$

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 28,40 - 21,12 = 7,28 \text{ м}, \quad (6.106)$$

где H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ.

$$m_t = \text{ctg } \alpha_2 = \text{ctg } 53^\circ = 0,75, \quad (6.107)$$

где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t; \quad (6.108)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 7,28 - 700,48) \cdot 0,75 = 471,80 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.109)$$

$$\sigma_1^t = -700,48 \cdot (1 + 0,75^2) + 9,81 \cdot 7,28 \cdot 0,75^2 = -1054,33 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 7,28 = -71,42 \text{ кН/м}^2. \quad (6.110)$$

Расчет основных краевых напряжений сведены в таблицу 6.8.1.

Таблица 8.2 – Расчет краевых напряжений, действующих на плотину

Напряжение	Верховая грань	Низовая грань
$\sigma_v, \text{кН/м}^2$	-381,39	-700,48
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-410,84	-425,26
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,00	471,80
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-381,39	-1054,33
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-410,84	-71,42

6.8.2 Критерии прочности плотины

После определения напряжений, проверяем сооружение на прочность. Для этого нужно, чтобы выполнялись следующие условия:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.111)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности в зависимости от класса сооружения;

$$|\sigma_3| = 1054,33 \text{ кН/м}^2;$$

$\gamma_{1c} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$ – коэффициент условий работы.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1054,33}{1}. \quad (6.112)$$

Условие выполняется, т.к.:

$$-1265,20 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2.$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями.

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.113)$$

$$-381,39 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.114)$$

$$-381,39 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 41,88;$$

$$-381,39 \text{ кН/м}^2 \geq 102,71 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.8.3 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.115)$$

где $\gamma_n = 1,2$, – коэффициент надежности по назначению сооружения;

$\gamma_{1c} = 1$, – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1$ – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности.

$$R = (G_{пл} + G_6 - W_{взв} - W_\phi + W_H + q_3) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot \omega; \quad (6.116)$$

$$R = (13396,60 + 7366,57 - 1706,94 - 1638,27 + 27,27 + 27,07) \cdot 0,58 + 10 \cdot 32,3 = 10410,64 \text{ кН/м.}$$

где $\operatorname{tg}(30) = 0,58$ – внутреннее трение грунта основания;

$c = 10 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 32,3 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины при расчете на 1 п.м.;

$$F = T_B - T_H + W_{волн.} + E_H + E_{акт}; \quad (6.117)$$

$$F = 8603,05 - 259,96 + 10,92 + 11,77 - 12,11 = 8377,89 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг (формула 6.1):

$$\frac{10410,64 \cdot 1}{8377,89 \cdot 1} \geq 1,20$$

$$1,24 \geq 1,20$$

Сооружение соответствует условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Общие сведения о районе строительства

Саранпаульский гидроузел расположен в Ханты–Мансийском автономном округе на реке Ляпин в 30 км выше по течению от села Саранпауль.

Река Ляпин является самым крупным притоком Северной Сосьвы. Площадь водосбора Ляпин более 27000 кв. м, длина более 420 км, а среднемноголетний расход составляет 248 м³/с. Основными притоками реки Ляпин являются реки Хальмерью, Народа, Щекурья, Нияю, Кемпаж, Енготаю и др.

Ляпин берёт начало на восточных склонах Уральских гор на границе Войнарсынбинского массива и Народоитынского кряжа. Река протекает по Ляпинской низменности вдоль гряды Сямусюр сначала в горах, затем по залесённой (таёжной) заболоченной низменности с большим количеством озёр. В нижней части бассейна распространён термокарст. Река вскрывает силурийские и палеозойские отложения. В верховье река горная, с большими уклонами, ниже по течению уклон уменьшается. Скорость течения от 0,8–1 м/с в горах до 0,7 м/с в среднем течении и 0,4 м/с в низовье. Ширина русла увеличивается вниз по течению от нескольких метров до 255 м около устья. На горном участке реки русло врезанное, слабо извилистое, с редкими разветвлениями. Дно реки преимущественно скальное, в зоне строительства гидроузла преобладает суглинок, только в низовье появляются участки песчаного русла. Глубина русла 1–2,5 м, наибольшая – 10 м, наименьшая – 0,2 м. Берега крутые, высотой до 5–6 м. На берегах реки в равнинной части бассейна растёт сосна, лиственница, в предгорье – ель, кедр, выше – ель, берёза. Озёрность бассейна менее 1%, заболоченность менее 5%, лесистость 40%.

Климат района резко континентальный, характеризуется быстрой сменой погодных условий. Средняя температура в январе от –18 °С до –24 °. Период с отрицательной температурой воздуха продолжается 7 месяцев с октября по апрель.

Распределение осадков на территории бассейна неравномерно. В верхней части ежегодно выпадает до 700 мм осадков, в средней части – 500–600 мм, в нижней – около 450 мм. Зимой высота снежного покрова может достигать 70 см. Замерзает река в октябре, вскрывается во 2-й половине мая.

Березовский район уникален по разнообразию экосистем – это высокогорье, среднегорье, холмисто–увалистое предгорье и абразивная платформа. Такого разнообразия ландшафтов на территории Ханты–Мансийского автономного округа больше нет нигде. В горной системе Приполярного Урала выделяют три вертикальных пояса с различным почвенным и растительным покровом.

Огромную роль в существующей экосистеме Березовского района играет флора. Уникальная по своим природным условиям территория имеет огромный природный потенциал: лесные ресурсы, ценные кормовые угодья лугов, запасы лекарственных трав, ягод, грибов и других растительных ресурсов.

Лесной покров данного района представлен сосновыми, елово-кедровыми, еловыми и березовыми лесами. Лесистость лесного фонда достигает 60%. Леса занимают наиболее дренированные участки, мозаично размещены в пространстве или вытянуты неширокими лентами вдоль пойм рек. Так же характерно наличие в покрове почти всех типов северных кустарничков (водяника, багульник, голубика).

На территории Березовского района к охотничьим животным и птицам относятся:

– млекопитающие – лось, медведь, волк, заяц-беляк, рысь, россомаха, выдра, барсук, лисица, песец, соболь, куница лесная, горностай, ласка, норка, ондатра;

– птицы – гуси (белолобый, гуменник (тундровый подвид)), утки (кряква, свиязь, широконоска, шилохвость, серая утка, чирок-трескунок, чирок-свиистунок, морская чернеть, гоголь, луток, красноголовый нырок, хохлатая чернь), глухарь, белая куропатка, тетерев, рябчик, кроншнепы, вальдшнеп, бекас, дупель, гаршнеп, голубь.

На территории Березовского района можно встретить животных, занесенных в Красную книгу Российской Федерации – это представитель млекопитающих – азиатский речной бобр, а птиц – белый журавль (стерх), краснозобая казарка, гусь-пискулька, тундровый лебедь, орлан-белохвост, беркут, кречет, сапсан, обыкновенный турпан.

Не менее разнообразна ихтиофауна в водоемах района. Биологические ресурсы водоемов представлены большим количеством видов и подвидов рыб, многие из которых имеют промысловое значение. Наиболее многочисленным видом являются карповые: язь, лещ, карась серебряный, карась золотой, плотва, елец, чебак; из хищников – щука обыкновенная, судак, окунь обыкновенный, ерш обыкновенный; тресковые – налим.

Воздействие Саранпаульской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Саранпаульского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Саранпаульского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.036–2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- перенос или инженерную защиту населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения;
- мероприятия по санитарной подготовке территории затопления;
- мероприятия по санитарной охране водных объектов в зоне влияния водохранилища.

При проектировании мероприятий по инженерной защите должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;
- отведение поверхностного стока, дренажных, хозяйственно–бытовых и производственных сточных вод с соблюдением "Правил".

В комплекс мероприятий по санитарной подготовке территории затопления должны входить:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности;
- мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов – санитарных зон.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СТО 70238424.27.140.036–2009 «Гидроэлектростанции водохранилища ГЭС основные правила проектирования и строительства нормы и требования» в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне–летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

– На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

– Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

– Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

– Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

– Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

– Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные:

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно-технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6

Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально– оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно–монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (Согласно приказу от 22 мая 2017 года N 242 «Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов» (с изменениями на 4 октября 2021 года). Код отходов по ФККО 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (882562 м³)

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,4 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{882562 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 38127 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (Согласно приказу от 22 мая 2017 года N 242 «Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов» (с изменениями на 4 октября 2021 года). Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5).

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82–202–96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т} \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (110 т)

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{110 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,2 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 38127 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,2 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Саранпаульского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Согласно СП от 2.1.4.1110–02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Ляпин от сбросов Саранпаульской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения села Саранпауль, в пределах промплощадок объектов Саранпаульской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110–02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда.

8.1 Охрана труда

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Системы управления охраной труда направлены на содействие защите работников от опасных и вредных производственных факторов и исключению связанных с их работой травм, ухудшений здоровья, болезней, смертей, а также инцидентов (опасных происшествий).

Обеспечение охраны труда, включая соответствие требованиям охраны труда, установленным национальными законами и правилами, входит в обязательства и обязанности работодателя. Работодатель должен продемонстрировать свои безусловное руководство и приверженность деятельности по охране труда в организации и организовать создание системы управления охраной труда.

8.1.1 Политика в области охраны труда

Работодатель, консультируясь с работниками и их представителями, должен изложить в письменном виде политику по охране труда, которая должна:

- а) отвечать специфике организации и соответствовать ее размеру и характеру деятельности;
- б) быть краткой, четко изложенной, иметь дату и вводиться в действие подписью либо работодателя или по его доверенности, либо самого старшего по должности ответственного лица в организации;
- в) распространяться и быть легкодоступной для всех лиц на их месте работы;
- г) анализироваться для постоянной пригодности;
- д) быть доступной в соответствующем порядке относящимся к делу внешним заинтересованным сторонам.

Политика в области охраны труда должна включать, как минимум, следующие ключевые принципы и цели, выполнение которых организация принимает на себя:

- а) обеспечение безопасности и охрану здоровья всех работников организации путем предупреждения связанных с работой травм, ухудшений здоровья, болезней и инцидентов;
- б) соблюдение соответствующих национальных законов и иных нормативных правовых актов, программ по охране труда, коллективных соглашений по охране труда и других требований, которые организация обязалась выполнять;

в) обязательства по проведению консультаций с работниками и их представителями и привлечению их к активному участию во всех элементах системы управления охраной труда;

г) непрерывное совершенствование функционирования системы управления охраной труда.

8.1.2 Участие работников и их представителей в области охраны труда

Участие работников является важнейшим элементом системы управления охраной труда в организации.

Работодатель должен привлекать работников и их представителей по охране труда к консультациям, информированию и повышению их квалификации по всем аспектам охраны труда, связанным с их работой, включая мероприятия, в процессе возможных аварий.

Работодатель должен так организовать мероприятия для работников и их представителей по охране труда, чтобы они имели время и возможности для активного участия в процессах организации, планирования и реализации, применении, оценки и действий по совершенствованию системы управления охраной труда.

Работодатель должен обеспечивать создание, формирование и эффективное функционирование комитета (комиссии) по охране труда и признание представителей работников по охране труда в соответствии с национальными законами и практикой.

8.1.3 Обязанности и ответственность

Работодатель должен нести всеобъемлющие обязательства и ответственность по обеспечению безопасности и охране здоровья работников и обеспечивать руководство деятельностью по охране труда в организации.

Работодатель и руководители высшего звена должны распределять обязанности, ответственность и полномочия по разработке, осуществлению и результативному функционированию системы управления охраной труда и достижению соответствующих целей по охране труда.

Должны быть установлены структуры и процессы, которые бы:

а) обеспечивали управление охраной труда в виде линейной управленческой функции, известной и признанной на всех уровнях;

б) определяли и доводили до членов организации обязанности, ответственность и полномочия лиц, которые выявляют, оценивают или регулируют опасности и риски охраны труда;

в) осуществляли при необходимости эффективное оперативное руководство, чтобы гарантировать обеспечение безопасности и охрану здоровья работников;

г) способствовали сотрудничеству, передаче и обмену информацией между членами организации, включая работников и их представителей, при

осуществлении элементов системы управления охраной труда данной организации;

д) соблюдали принципы построения систем управления охраной труда, содержащиеся в соответствующих национальном стандарте, специальных стандартах или иных руководствах, а также в добровольных программах, осуществление которых организация приняла на себя;

е) устанавливали и осуществляли ясную политику по охране труда и измеримые цели;

ж) устанавливали эффективные мероприятия по идентификации и устранению или ограничению опасностей и рисков и способствовали сохранению здоровья на работе;

и) устанавливали программы профилактики заболеваний и оздоровления;

к) гарантированно обеспечивали эффективные мероприятия по полному участию работников и их представителей в выполнении политики по охране труда;

л) предоставляли необходимые ресурсы для того, чтобы лица, несущие обязанности по охране труда, включая членов комитета (комиссии) по охране труда, могли правильно выполнять свои функции; и

м) гарантированно обеспечивали эффективные мероприятия для полного участия работников и их представителей в комитетах (комиссиях) по охране труда там, где они существуют.

На уровне руководителей высшего звена организации должно быть назначено лицо или лица, наделенные обязанностями, ответственностью и полномочиями по:

а) развитию, применению, периодическому анализу и оценке системы управления охраной труда;

б) периодической отчетности высшему руководству о результативности функционирования системы управления охраной труда;

в) содействию в участии всех членов организации.

8.2 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность – это состояние защищенности личности, имущества, общества и государства от пожаров.

Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий подробно изложены в РД 153–34.0–03–301–00 ВППБ 01-02-95*.

8.2.1 Основные требования к организации подготовки персонала

Все ИТР (инженерно–технический работник), рабочие и служащие должны проходить подготовку по пожарной безопасности в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара и оказывать первую помощь пострадавшим.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей (первичного, периодического, внепланового и целевого), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;
- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;
- повышения знаний (квалификации) в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых совещаний (конференций) по противопожарной защите;
- изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности.

Все ИТР, рабочие и служащие, поступающие работать на энергетические предприятия, а также лица, принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственное обучение (практику), должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Лица, не прошедшие вводный инструктаж по пожарной безопасности, к работе не допускаются.

При проведении первичного, повторного (периодического) и внепланового инструктажей, которые проводятся на рабочем месте ответственным должностным лицом (производственного участка, мастерской, лаборатории, склада), в тематику их обязательно включаются вопросы по пожарной безопасности.

Указанные инструктажи должны проводиться при переводе рабочих и служащих из одного цеха в другой. О проведении указанных инструктажей производится запись в журнале.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам.

По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом (протоколом, ведомостью).

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на этих предприятиях должны создаваться пожарно-технические комиссии.

Пожарно-технические комиссии назначаются приказом руководителя энергетического предприятия в составе: главного технического руководителя (председатель), начальника пожарной охраны (при ее наличии), начальника

добровольного пожарного формирования (ДПФ), начальников основных производственных цехов, специалистов по водоснабжению и автоматическим установкам пожаротушения, а также других лиц по усмотрению руководителя предприятия.

Начальник ДПФ и его заместитель назначаются из специалистов или цеховой администрации. Начальник ДПФ планирует учебу, проведение тренировок и учений, а также работу по контролю за средствами пожаротушения.

Не реже одного раза в год руководитель предприятия обязан заслушать отчет членов пожарно-технической комиссии и начальника ДПФ предприятия о проделанной работе за отчетный период.

8.2.2 Содержание территории

Территория энергетического предприятия должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория энергетического предприятия должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, к водоемам и другим источникам водоснабжения (пруды, градирни, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, под арками и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Закрытие отдельных проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с объектовой пожарной охраной и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Места ремонта дорог или пути объезда должны иметь дополнительное освещение.

Запрещается размещение бытовых вагончиков внутри зданий.

На территории электростанций и подстанций следует регулярно скашивать и вывозить траву.

Запрещается хранение высушенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).

Сжигание мусора и отходов на территории энергопредприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах). Запрещается разведение костров для этой цели.

Проезды внутри объектовых железнодорожных путей должны быть свободными для проезда пожарных автомобилей и иметь сплошные настилы на уровне головок рельсов.

Запрещается стоянка железнодорожных вагонов без локомотива на переездах дорог территории энергопредприятий.

8.2.3 Содержание зданий и сооружений

Здания и сооружения энергетических и сетевых предприятий должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями ПТЭ.

Во всех производственных, вспомогательных и служебных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящих Правил и "Инструкции о мерах пожарной безопасности в административных и служебных зданиях акционерного общества "ЕЭС России".

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил – без согласования с местными надзорными органами.

Запрещается в указанных помещениях уменьшать число эвакуационных выходов и снижать огнестойкость строительных конструкций в нарушение требований действующих строительных норм и правил (СНиП).

На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующими Государственными стандартами.

В производственных, вспомогательных и административных зданиях предприятия запрещается:

1) Устанавливать и загромождать пути эвакуации и лестничные марши оборудованием, материалами и другими предметами.

2) Убирать помещения с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (бензин, керосин и т.п.).

3) Оставлять без постоянного надзора работающие электронагревательные приборы, а после окончания работы включенные в электросеть аппараты и установки, если это не требуется по технологии производства.

4) Отогревать замерзшие водяные трубы с применением открытого огня паяльными лампами или другим способом.

5) Использовать чердаки зданий в качестве производственных помещений, а также для хранения материалов и оборудования.

б) Проводить работы в помещениях и на оборудовании, не предусмотренные нарядами, технологическими инструкциями или распоряжениями.

Под маршами лестничных клеток первого, цокольного или подвального этажа не допускается размещать вспомогательные и хозяйственные помещения, за исключением узлов центрального отопления.

Курение разрешается только в специально отведенных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему Государственному стандарту.

В бытовых помещениях (раздевалках, душевых, санитарно-пропускных и т.п.) шкафы для спецодежды должны быть металлическими. Допускается применение деревянных шкафов, обработанных антипиренами.

Запрещается хранить в шкафах промасленную спецодежду. Администрация предприятия обязана установить периодичность стирки, ремонта и замены промасленной (загрязненной) спецодежды на чистую.

Для цеховых кладовых должны быть нормативно установлены максимально допустимые количества единовременно хранимых ЛВЖ, ГЖ, красок, лаков, растворителей.

Таблица с нормами хранения указанных материалов должна быть вывешена на внутренней стороне двери кладовых или специальных шкафов.

На рабочих местах допускается хранить запас смазочных материалов в емкостях из небьющейся тары и с плотно закрывающимися крышками. Величина запаса смазочных материалов устанавливается местной инструкцией о мерах пожарной безопасности соответствующего цеха, участка, лаборатории и т.д.

После окончания смены стораемые отходы и обтирочные материалы необходимо убирать с рабочего места. Не использованные ЛВЖ и ГЖ, а также краски, лаки и растворители следует хранить в специальных металлических шкафах (ящиках).

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Системы вентиляции и противодымной защиты (дымоудаления) должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов (доводчики, уплотнение притворов и т.п.) постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

Запрещается демонтировать указанные двери без согласования с проектной организацией.

Запрещается изменять сечение вентиляционных коробов и демонтировать их (без проектных решений), а также герметизировать решетки вентиляционных систем или противодымной защиты.

При наличии на окнах решеток они должны легко сниматься изнутри помещения без применения инструментов.

Запрещается прокладка проводов и кабелей (за исключением прокладки в стальных трубах) непосредственно по металлическим панелям со сгораемым или трудно сгораемым полимерным утеплителем, а также установка электрического оборудования щитов и других аппаратов ближе 1 м от указанных конструкций.

В местах прохода (пересечения) различных коммуникаций через указанные панели должны применяться металлические гильзы с обязательным уплотнением несгораемыми материалами.

При пересечении этих металлоконструкций трубопроводами с горячим теплоносителем в радиусе не менее 100 мм должна предусматриваться тепловая изоляция из несгораемого утеплителя.

9 Технико–экономические показатели

9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 9.1.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2027	2028	2029	2030	2031
Установленная мощность	МВт	159,60	159,60	159,60	159,60	159,60
Число часов использования установленной мощности	Часы	4 000	4 000	4 000	4 000	4 000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	53 200	53 200	53 200	53 200	53 200
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	532	532	532	532	532
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	52 668	52 668	52 668	52 668	52 668
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 349	1 379	1 402	1 417	1 429
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	71,05	72,63	73,84	74,63	75,26
НДС к выручке	млн.руб	10,84	11,08	11,26	118	11,48

Расчеты, приведенные в таблице 9.1.1 показывают, что рост тарифа на электроэнергию из года в год приводит к увеличению выручке от реализации электроэнергии при неизменном объеме реализации.

9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.1.2.

Таблица 9.1.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	40,73
Прочие	274,0	43,73
Итого по ГЭС		84,46

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.1.3.

Таблице 9.1.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
6–15 лет	0,09
Свыше 16 лет	0,14

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.1.4.

Таблица 9.1.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,8 тыс.руб/Мвт	21,61
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/Мвт·ч	1,62
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,44
Итого		23,06

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.1.5.

Таблица 9.1.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизационные отчисления, млн.руб.	224,82	256,85	281,85	336,85	394,16
Расходы на страхование, млн.руб.	13,94	145	13,86	15,23	15,90
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	84,46	84,46	84,46	84,46	84,46
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	11	15	10	1,43	1,49
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	23,56	23,56	23,56	23,56	23,56
Налог на воду, млн.руб.	6,08	6,64	6,64	6,64	6,64
Итого, млн.руб.	354,17	387,20	411,67	468,17	526,21

Приведенные расчеты в таблице 9.1.5 показали, что наибольшие затраты в первые годы эксплуатации приходятся на амортизационные отчисления 65% и на эксплуатационные затраты 23%.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы, рисунок 9.1.2.



Рисунок 9.1.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.1.6.

Таблица 9.1.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	265,21	266,14	2578	2495	248,58
НДС, млн.руб.	128,75	305,60	264,97	244,50	243,04
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	5,08	5,08	5,08	5,08	5,08
Налог на имущество, млн.руб.	31,59	32,90	35,23	37,23	33,08
Итого, млн.руб.	430,64	609,71	562,66	536,15	529,78

Таким образом, результаты расчета показали, что большую долю налоговых расходов составляют налог на прибыль 48% и НДС 47%, взносы в социальные фонды и налог на имущество незначителен.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.2.1.

Таблица 9.2.1 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	1604,17	1640,96	1669,52	1687,19	1701,24
Текущие расходы, млн.руб.	354,17	387,20	411,67	468,17	526,21
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1597,53	16343	1662,89	1680,55	1694,60
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1320,60	1324,62	1329,08	1288,48	1243,56
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	139,81	264,92	265,82	257,70	248,71
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1180,79	1059,69	1063,26	1030,79	994,85
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

9.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash–Flow), представленный на рисунке 9.3.1.



Рисунок 9.3.1 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Период строительства гидроузла начинается с 2022 года. В связи с большими затратами на строительные работы в период с 2022 по 2026 год наблюдается отрицательный наклон денежных средств, так как доход от предприятия не наблюдается. С 2026 года начинается выработка электроэнергии, что характеризуется положительным наклоном денежных средств. После 2032 года проект пересекает точку безубыточности и проект начинает приносить прибыль.

9.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016–2041 гг.»)

9.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24–16–1/20–113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24–16–1/20–113.

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг».

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Саранпаульской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года.
- 3) Предполагается, что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.4.1.

Таблица 9.4.1–Показатели эффективности реализации проекта «Саранпаульской ГЭС на реке Ляпин»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	134
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	3838
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,12
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	13,08
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,26
Удельные капиталовложения, руб/Квт	80648,6

Таким образом, согласно полученным показателям эффективности, период окупаемости составит 11 лет 2 месяца, доход на конец расчетного периода равен 3838 млн.руб.

9.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.4.2.

Таблица 9.4.2 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2027	2028	2029	2030	2031
В федеральный бюджет, млн.Рублей	130,21	405,68	583,45	534,07	505,56
В региональный бюджет, млн.Рублей	33,86	31,59	32,90	35,23	37,23
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	164,07	437,27	61,63	5690	542,79

Данные таблицы 9.4.2 свидетельствуют о увеличении налоговых поступления в федеральный и региональный бюджет из года в год, в связи с ростом прибыли, которая растёт с каждым годом реализации проекта.

9.5 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставка дисконтирования.
- б) Объем сбыта;
- в) Цена сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

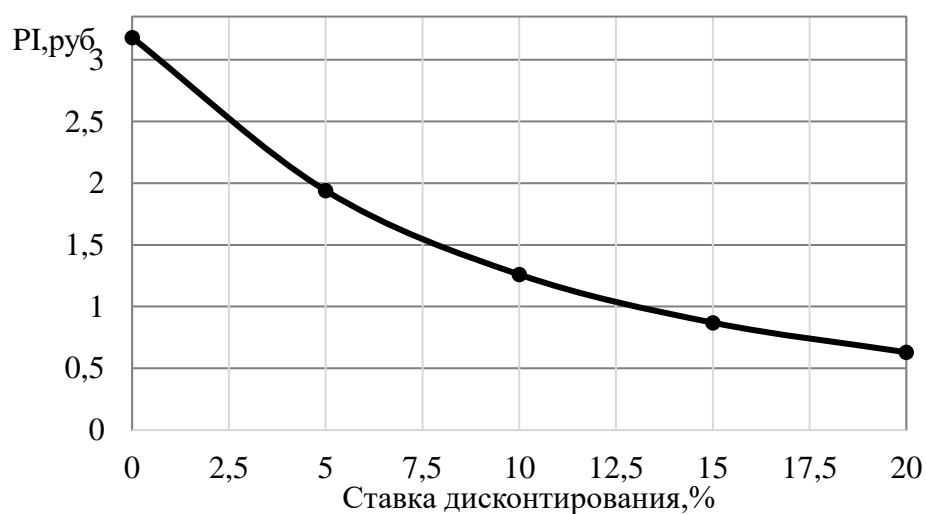


Рисунок 9.5.1– Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График приведенный на рисунке 9.5.1 показывает, что повышение ставки дисконтирования приводит к снижению величины PI.

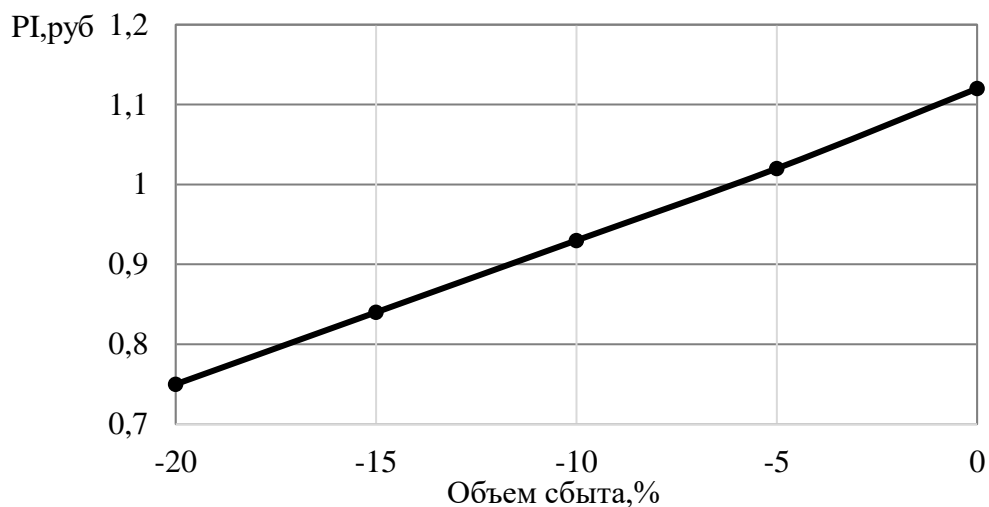


Рисунок 9.5.2– Сумма PI в зависимости от изменения объема сбыта шкала от минуса до нуля

График приведенный на рисунке 9.5.2 показывает, что повышение объема сбыта приводит к увеличению величины PI.

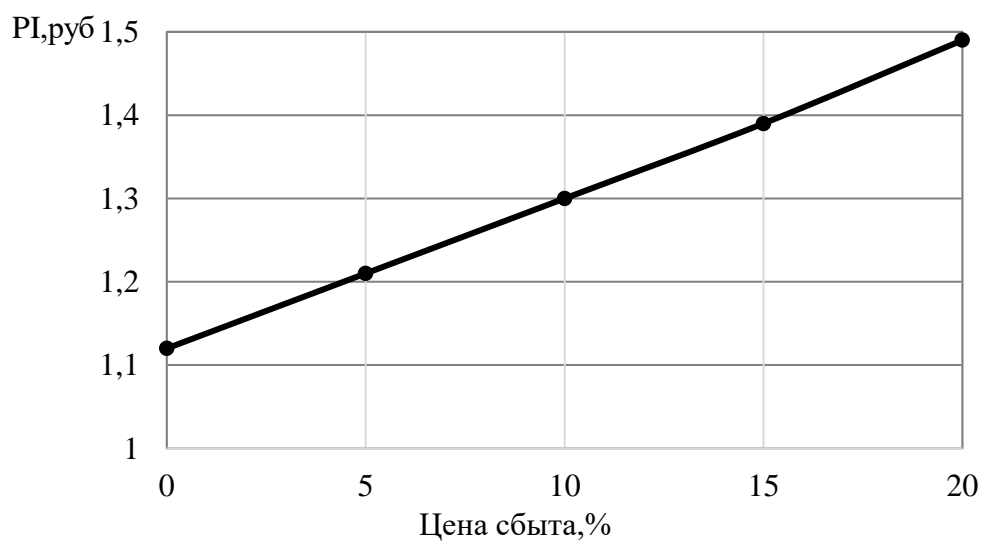


Рисунок 9.5.3 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

График приведенный на рисунке 9.5.3 показывает, что повышение цены сбыта приводит к увеличению величины PI.

10 Обслуживание силовых трансформаторов

10.1 Назначение и основные компоненты силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы – неотъемлемые элементы энергосистемы. Они выполняют очень важную функцию – преобразуют электроэнергию из одного значения напряжения в другое значение, необходимое для дальнейшей передачи энергии или для питания конечных потребителей.

Важнейшей задачей энергетики является поддержание нормального и бесперебойного режима работы оборудования, в том числе и силовых трансформаторов, который может быть обеспечен только при правильной его эксплуатации.

В общем виде трансформатор представляет собой две обмотки расположенных на общем магнитопроводе. Схема общего устройства трансформатора представлена на рисунке 10.1. Обмотки выполняются из медного или алюминиевого провода в эмалевой изоляции, а магнитопровод изготовлен из тонких изолированных лаком пластин электротехнической стали, для уменьшения потерь электроэнергии на вихревые токи (так называемые токи Фуко).

Первичная обмотка подключается непосредственно к источнику питания, а вторичная к нагрузке. Если со вторичной обмотки (W_2) трансформатора снимается напряжение (U_2) ниже, чем напряжение (U_1), которое подаётся на первичную обмотку (W_1), то такой трансформатор считается понижающим, а если выше — повышающим.

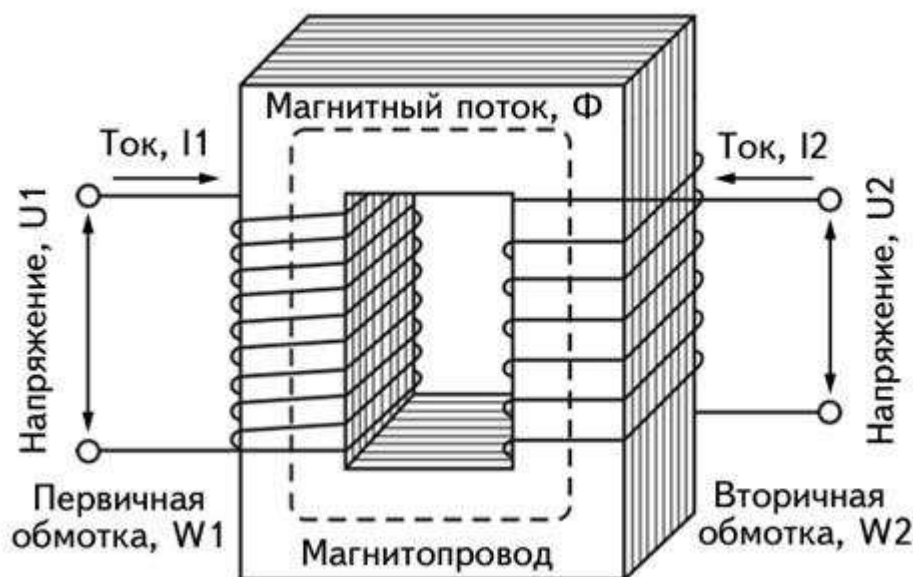


Рисунок 10.2 – Схема общего устройства трансформатора

Металлическая часть, на которой располагается электрическая обмотка (катушка), называется сердечником, в трансформаторах этот сердечник имеет

замкнутое исполнение и является общим для всех обмоток трансформатора, такой сердечник называется магнитопроводом.

К основным техническим характеристикам трансформаторов можно отнести:

- номинальную мощность;
- номинальное напряжение обмоток;
- номинальный ток обмоток;
- коэффициент трансформации;
- коэффициент полезного действия;
- число обмоток;
- рабочую частоту;
- количество фаз.

Основные компоненты силовых трансформаторов:

1) Вводы трансформатора – обеспечивают подвод питающего напряжения и подключение нагрузки к трансформатору. По конструктивному исполнению подразделяются на:

- a) вводы с главной изоляцией фарфоровой покрышки;
- b) вводы с маслбарьерной изоляцией;
- c) конденсаторные проходные изоляторы;
- d) вводы с бумажно–масляной изоляцией;
- e) вводы с полимерной RIP–изоляцией (с полым изолятором или с прямым литьем изолятора);
- f) вводы с элегазовой изоляцией.

2) Охладители – применяются для охлаждения трансформаторного масла.

Виды охладителей:

- a) радиаторы;
- b) гофрированный бак;
- c) вентиляторы;
- d) теплообменники с принудительной циркуляцией масла, воздуха;
- e) масляно–водяные охладители;
- f) масляные насосы.

3) Оборудование для регулирования напряжения – большинство трансформаторов оборудовано приспособлениями для изменения коэффициента трансформации путём добавления или отключения числа части витков обмотки.

К ним относятся:

- a) переключатели числа витков без нагрузки — переключатели без возбуждения (ПБВ);
- b) переключатели числа витков под нагрузкой — регулирование под нагрузкой (РПН).

Для нормальной и безопасной работы силовые трансформаторы снабжаются дополнительным навесным оборудованием представленном ниже:

1) Газовое реле (Газовая защита) – этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в трансформаторе, включая повышенный нагрев масла, приводят к химическому разложению трансформаторного масла, а также органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ воздействует на специальные приборы газовой защиты, которые подают сигнал предупреждения или производят отключение трансформатора.

2) Индикация температуры – для измерения температуры верхних слоев масла используются термомпары, встраиваемые в верхней части бака в специальные карманы. Для измерения температуры наиболее нагретой точки трансформатора применяют математические модели по её пересчету относительно температуры верхних слоев масла.

3) Встроенные трансформаторы тока – встроенные ТТ трансформаторов устанавливаются на вводах ВН или СН. Встроенные ТТ трансформаторов имеют только вторичную обмотку — функции первичной обмотки здесь выполняет токоведущий элемент линейного ввода, который охватывается встроенным трансформатором тока.

4) Указатели уровня масла – применяются для определения уровня масла в расширительном баке, как правило, это приборы с циферблатом, либо стеклянная трубка, работающая по принципу соединённых сосудов, установленные прямо на расширительном баке. Индикация уровня масла находится на торцевой стороне расширительного бака.

5) Устройства сброса давления – дуговой разряд или короткое замыкание, которые возникают в маслонаполненном трансформаторе, обычно сопровождаются возникновением сверхдавления в баке из-за газа, образующегося при разложении и испарении масла. Устройство сброса давления предназначено для снижения уровня сверхдавления вследствие внутреннего короткого замыкания и, таким образом, уменьшения риска разрыва бака и неконтролируемой утечки масла, которое может также осложниться возгоранием вследствие короткого замыкания. Устройства аварийного сброса давления имеет два основных исполнения:

- а) в виде различных конструкций клапанов
 - б) в виде «выхлопной трубы»
- 6) Колеса/полозья для транспортировки.

10.2 Работы проводимые при техническом обслуживании силовых трансформаторов

Для поддержания силовых трансформаторов в работоспособном состоянии на протяжении всего периода эксплуатации необходимо регулярно выполнять их техническое обслуживание. Существует четыре основных вида таких работ:

- 1) Очередной осмотр;
- 2) Внеочередной осмотр;
- 3) Текущий ремонт;
- 4) Капитальный ремонт.

Техническое обслуживание силовых трансформаторов, как и любого другого электрооборудования, проводится в соответствии с правилами технической эксплуатации, технической безопасности и заводских инструкций.

При очередных осмотрах силовых трансформаторов, находящихся в работе, обращают внимание на следующее:

1) Характер гула трансформаторов и наличие потрескивания, щелчков и повышенных вибраций, которые могут привести к повреждению или неправильной работе приборов и аппаратуры, установленных на трансформаторе;

2) Целостность масломерного стекла;

3) Уровень трансформаторного масла в маслоуказательном стекле расширителя, который находится против отметки, соответствующей его температуре и нанесенной на маслоуказательном стекле, а также на его цвет (масло темнеет при длительной высокой температуре) и температуру;

4) Отсутствие течи масла в местах уплотнений (между крышкой и баком, под фланцами изоляторов, в кранах и т.п.);

5) Состояние силикагеля (применяется для контроля относительной влажности; изменяет цвет в зависимости от степени увлажнения; при розовом цвете силикагеля его следует заменить);

6) Состояние проходных изоляторов (наличие сколов, трещин фарфора, степень загрязнения);

7) Отсутствие пыли и грязи на трансформаторе;

8) Наличие масла в расширителе;

9) Наличие выброса масла из расширителя или разрыва диафрагмы выхлопной трубы;

10) Состояние заземления и нагрев контактных соединений.

Периодичность технических осмотров силовых трансформаторов без их отключения устанавливается в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей и графиком работы оперативного персонала.

Очередные осмотры проводятся в следующие сроки:

– в электроустановках с постоянным дежурным персоналом – 1 раз в сутки;

– в установках без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц, на трансформаторных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

В зависимости от местных условий, конструкции и состояния силовых трансформаторов указанные сроки осмотров трансформаторов без отключения могут быть изменены лицом, ответственным за электрохозяйство.

Внеочередной осмотр должен проводиться при обнаружении единичного дефекта. Это может быть:

- течь масла в баке;
- несоответствие уровня состава заявленному;
- изменение состояния изоляторов;
- наличие сколов и трещин на изоляторе;
- ухудшение состояния шинопроводов и кабелей;
- ухудшение соединений контактов;
- скачки напряжения.

При техническом обслуживании на силовом трансформаторе проводят перечень измерений, испытаний и проверок:

- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь, который характеризует состояние изоляции (чем он больше, тем хуже изоляция);
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- испытание вводов и проходных изоляторов;
- проверка действия переключателя ответвлений обмоток;
- испытание трансформаторного масла;
- измерение коэффициента абсорбции (является показателем увлажненности изоляции; если этот коэффициент близок к единице, то изоляцию следует сушить).

Так же не мало важным этапом при техническом обслуживании, является текущий и капитальный ремонт проводимые на силовых трансформаторах.

10.2.1 Контроль и обслуживание системы охлаждения силовых трансформаторов

Нормальная продолжительная безаварийная работа силовых трансформаторов обеспечивается при условии контроля и соблюдения допустимых пределов различных параметров, одним из которых является температурный режим. Соблюдение температурного режима, в пределах установленных для того или иного типа трансформатора, обеспечивается специально предусмотренными системами охлаждения. Один из видов системы охлаждения представлен на рисунке 10.2.



Рисунок 10.3 – Один из видов системы охлаждения силового трансформатора

Существует четыре основных вида охлаждения силовых трансформаторов с масляной изоляцией:

1) Система охлаждения М – при этом виде охлаждения теплота, выделяющаяся в активной части и элементах металлоконструкции трансформатора, передается путем естественной конвекции маслу, которое, в свою очередь, отдает его в окружающий воздух также путем естественной конвекции и излучения. В трансформаторах небольшой мощности (до нескольких десятков кВ–А) теплоотдающей поверхности баков достаточно для отвода выделяющейся теплоты при нормированном превышении температуры масла.

2) Система охлаждения Д – применяется у трансформаторов средней мощности напряжением 35, 110 и 220 кВ. Оно основано на использовании навесных радиаторов, обдуваемых вентиляторами. Вентиляторы устанавливаются на консолях, приваренных к стенке бака.

3) Система охлаждения ДЦ – применяется для мощных трансформаторов наружной установки напряжением 110 кВ и выше. Выделяющиеся потери настолько значительны, что для их отвода приходится применять специальные масляно–воздушные охладители, обдуваемые вентиляторами и оснащенные насосами для принудительной циркуляции масла. Для увеличения эффективности обдува трубы в таких охладителях имеют сильно развитую ребристую наружную поверхность. Благодаря принудительной циркуляции масла достигается более равномерное распределение температуры масла по высоте бака.

4) Система охлаждения Ц – эта очень эффективная и компактная система охлаждения применяется для мощных трансформаторов тогда, когда имеется достаточное количество воды (гидростанции, очень мощные тепловые станции).

Она позволяет отказаться от системы охлаждения ДЦ, которая при очень большой мощности трансформаторов становится достаточно громоздкой. Эта система охлаждения основана на применении масляно–водяных охладителей с гладкими или оребренными трубами и движением воды по трубам, а масла — в межтрубном пространстве.

Обслуживание систем охлаждения состоит в наблюдении за работой и техническом уходе за оборудованием, используемым в системе охлаждения. При техническом уходе руководствуются заводскими инструкциями и местными указаниями по эксплуатации оборудования. Осмотр систем охлаждения производится одновременно с осмотром трансформаторов. При осмотре проверяется целостность всей системы охлаждения т.е:

- отсутствие течей масла;
- работа радиаторов – по их нагреву, определяемому на ощупь;
- работа охладителей охлаждения ДЦ – по их нагреву и по показаниям манометров, установленных вблизи патрубков маслоперекачивающих насосов;
- работа адсорбных фильтров – ощупыванием рукой;
- состояние креплений трубопроводов, охладителей, насосов и вентиляторов;
- работа вентиляторов – по отсутствию вибрации, скрежета и задеваний крыльчаток за кожух.

Важно отметить, что главными причинами поломки крыльчаток, износа подшипников и течей масла из охлаждающих устройств являются повышенные вибрации, появляющиеся из–за несвоевременного устранения мелких дефектов, ослабления болтовых креплений, плохой смазки подшипников, осевых биений крыльчаток вентиляторов и.т.д.

Питание электродвигателей устройств охлаждения трансформаторного оборудования осуществляют, как правило, от двух независимых источников, а для трансформаторного оборудования с принудительной циркуляцией масла – с применением АВР.

На трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ) и на трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (охлаждение вида Ц) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора или реактора. Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) систем охлаждения должен быть определен заводской инструкцией.

Не допускается эксплуатация трансформаторного оборудования с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов.

Технический уход за устройствами систем охлаждения включает в себя устранение обнаруженных при осмотрах неисправностей, замену износившихся

деталей (лопаток насосов, лопастей вентиляторов, подшипников), чистку охладителей и вентиляторов, смазку подшипников, контроль сопротивления изоляции электродвигателей.

При осмотре шкафов автоматического управления охлаждением проверяется отсутствие нагрева и коррозии контактов, а также повреждений изоляции токоведущих частей аппаратуры, уплотнение днищ и дверей шкафов от проникновения в них пыли и влаги.

Эффективность работы систем охлаждения в целом проверяется по температуре верхних слоев масла в трансформаторе. При исправном охлаждении максимальные температуры масла не должны превышать в трансформаторах с охлаждением М и Д 95°C , с охлаждением ДЦ при мощности до $250 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ включительно 80°C и при мощности выше $250 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ 75°C , у трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладители не должна превышать 70°C .

На трансформаторном оборудовании с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения Д) электродвигатели вентиляторов должны автоматически включаться при достижении температуры масла 55°C или номинальной нагрузки независимо от температуры масла и отключаться при понижении температуры масла до 50°C , если при этом ток нагрузки менее номинального.

Система циркуляции воды должна быть включена после включения рабочих масляных насосов при температуре верхних слоев масла не ниже 15°C и отключена при понижении температуры масла до 10°C , если иное не оговорено в заводской технической документации.

Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

10.2.2 Контроль трансформаторного масла

В силовых трансформаторах, масло выполняет роль диэлектрика и средства для эффективного отвода тепла.

Масло, не соответствующее требованиям национальных стандартов, технических условий на них или СТО 70238424.27.100.052–2009, заливать в электрооборудование, наполняемое маслом, не допускается.

Наполняемое маслом трансформаторное оборудование должно заливаться (доливаться) трансформаторным маслом при остаточном давлении в баке не более приведенного в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 – Максимально возможное остаточное давление в баке трансформатора в зависимости от класса напряжения

Класс напряжения трансформатора, кВ	Наличие пленочной защиты	Остаточное давление в баке, мм рт.ст, не более
110, 150	нет	410
110, 150	да	5
220–500	нет	10
220–500	да	5
750	да	1,5

Состояние трансформаторных масел оценивают по результатам испытаний, которые в зависимости от их объема делят на три вида: испытание на электрическую прочность (определение пробивного напряжения, содержания воды и механических примесей); сокращенный анализ (испытание на электрическую прочность, определение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот, температуры вспышки и цвета масла); полный анализ (испытание в объеме сокращенного анализа, определение тангенса угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ — отношения активного тока утечки к емкостному току, натровой пробы, стабильности против окисления, влагосодержания и механических примесей).

Пробу масла для испытаний отбирают в чистые сухие стеклянные литровые банки с притертыми пробками.

На укрепленных этикетках указывают вид оборудования, дату и причину отбора пробы, фамилию работника, производившего отбор пробы.

Перед взятием пробы масла (обычно из нижних слоев) удаляют пыль и грязь со сливного крана (пробки), а затем его промывают сливом масла 0,5...3 л (в зависимости от его объема в аппарате).

При отборе пробы банки дважды промывают маслом из аппарата, после чего заполняют маслом до узкой части горловины и закрывают пробкой, затем отправляют в лабораторию для испытания.

В холодное время года внесенные в теплое помещение банки с маслом обычно не открывают 3...4 ч, пока их температура не поднимется до температуры помещения (во избежание увлажнения масла из-за образования конденсата).

Находящееся в эксплуатации изоляционное масло подвергают лабораторным испытаниям в следующие сроки:

- 1) Не реже 1 раза в 3 года для трансформаторов, работающих с термосифонными фильтрами (сокращенный анализ);
- 2) После капитальных ремонтов трансформаторов и аппаратов;
- 3) 1 раз в год для трансформаторов, работающих без термосифонных фильтров (сокращенный анализ).

Внеочередную пробу масла для определения температуры вспышки отбирают из трансформатора при обнаружении горючего газа в газовом реле трансформатора. В трансформаторах и аппаратах изоляционное масло при понижении электрической прочности, снижении химических показателей ниже норм на эксплуатационное масло, а также при обнаружении в нем механических примесей восстанавливают или заменяют.

Анализ масла и работа газовой защиты позволяют обнаружить внутренние повреждения трансформатора, которые развиваются медленно, например, наличие прямого контакта в переключателе ответвлений, пожар в стали.

Свежее трансформаторное масло, залитое в электроаппарат, должно иметь светло-желтый цвет. В процессе эксплуатации цвет масла темнеет под влиянием нагрева, загрязнений и образующихся при окислении смолы осадков.

Появление в трансформаторном масле осадков и примесей опасно тем, что они, будучи сильно гигроскопичными, при отложениях на поверхности изоляции трансформаторов, способствуют короткому замыканию.

Если визуально определено, что масло содержит примеси в виде осадка, оно должно быть подвергнуто фильтрации или центрифугированию.

Вода в масле появляется при его старении или в результате разгерметизации аппарата. Она может содержаться в трех видах:

- 1) Растворенная вода (появляется от попеременного нагрева и охлаждения масла);
- 2) Осажденная (на дне резервуара);
- 3) Взвешенная в виде капелек в масле или в виде эмульсии.

Важным качественным показателем трансформаторного масла является температура вспышки, т. е. температура, при которой пары масла, нагреваемого в закрытом сосуде, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Чем температура ниже, тем больше его испаряемость. Состав масла при испарении ухудшается, растет вязкость, образуются вредные и взрывоопасные газы. Температура вспышки не должна превышать 135 °С. Снижение температуры вспышки более чем на 5°С по сравнению с первоначальными данными указывает на наличие неисправности в трансформаторе.

Для масла, заливаемого в трансформатор, очень важно, чтобы вязкость его была как можно меньше. Это способствует лучшему отводу теплоты от обмоток. Кинематическая вязкость масла при 20°С должна составлять не более 30 мм²/с, при 50°С — не более 9,6 мм²/с.

На свежее трансформаторное масло, поступающее с завода, установлены нормы тангенса угла диэлектрических потерь. Нормы характеризуют степень очистки масла на заводе. При ухудшении изоляционных характеристик трансформаторов нужно проводить измерение тангенса угла диэлектрических потерь, который оценивают в процентах при трех температурах: 20, 70, 90°С.

Так же основным показателем качества трансформаторного масла является его электрическая прочность. Определяется она приложением к нему испытательного напряжения, при повышении которого до критического

значения сопротивление масла снижается до нуля и происходит пробой. При загрязнении и, особенно при увлажнении, резко снижается электрическая прочность трансформаторного масла.

Масло из бака контакторов устройств РПН должно испытываться на наличие влаги по ГОСТ 1547 и на пробивное напряжение после определенного числа переключений, указанного в заводской инструкции по эксплуатации данного устройства РПН, но не реже одного раза в год. Масло проверяют на количественное влагосодержание хроматографическими методами или по ГОСТ 7822, если этого требует заводская инструкция. Минимальные пробивные напряжения указаны в таблице 10.2.2 либо в заводской инструкции.

Таблица 10.2.2 – Минимальные пробивные напряжения

Тип устройства РПН	Пробивное напряжение в баке контактора, кВ, не менее	
	в эксплуатации	при заливке
РНТ, РНО	22	30
РНОА на 35 кВ	30	40
РНОА на 110 кВ	35	50
РНОА на 220–330 кВ	40	50
РС	25	40
SAV, SCV, SDV	30	50
MR	По НД на трансформатор	

Во избежание попадания воды в масло при аварийной остановке маслонасоса необходимо, чтобы статический напор масла в охладителе системы охлаждения Ц, превышал от 0,02 до 0,03 МПа максимальное избыточное давление воды, что должно быть обеспечено соответствующим расположением охладителей и системой подачи охлаждающей воды.

При номинальной нагрузке разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц должна быть не менее 10 °С.

10.2.3 Контроль высоковольтных вводов силовых трансформаторов

Вводы для трансформатора являются необходимым элементом конструкции. Высоковольтный ввод 500 кВ представлен на рисунке 10.3. Они предназначены для изоляции выводимых концов обмотки и последующего крепления устройства к различным дополнительным приборам и элементам.



Рисунок 10.3 – Высоковольтный ввод силового трансформатора 500 кВ

Классификация и особенности конструкции:

1) Составные – используются исключительно для трансформаторов с напряжением до 1000 В. Они состоят из двух или трех изоляторов из фарфора. При этом в отличие от маслонаполненных внутри полости тут нет масляного состава. Их применение в устройствах с большими показателями напряжения недопустимо.

2) Съёмные – применяют для классов напряжения до 35 кВ включительно как внутренней, так и наружной установки. Основным достоинством съёмных вводов является возможность замены в эксплуатации поврежденного фарфорового изолятора без подъема активной части трансформатора.

3) Маслонаполненные – представляет собой два или три фарфоровых изолятора, внутри полости которых находится масло. Если речь идет о конфигурациях вводах с напряжением 110 кВ или больше, то присутствует две крышки из фарфора. Они сочетаются между собой и крепятся втулкой.

4) Маслоподпорные – выполняются герметичными, но масло для их подпитки поступает непосредственно из трансформатора через специальную трубку с краном у ввода. Используется исключительно для устройств с напряжением от 110 кВ.

5) С твердой изоляцией – также герметичны и применяются для трансформаторов с большими мощностными показателями. По своим конструктивным особенностям схожи с вариантами масляными, однако у них нет нижней фарфоровой крышки.

Вводы трансформаторов работают в крайне тяжелых условиях. В то время как на часть ввода, находящуюся внутри бака трансформатора, действуют сравнительно высокая температура (70 °С и выше) и масло, на другую его часть,

возвышающуюся над крышкой, могут действовать отрицательная температура ($-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже) и различные агрессивные вещества, находящиеся в окружающем воздухе.

На изоляторы вводов воздействуют атмосферные перенапряжения, величины которых в десятки и сотни раз превышают номинальные напряжения трансформатора и даже испытательные напряжения изолятора.

Наиболее часто в вводах повреждаются армировочные швы в месте соединений фарфоровых изоляторов с металлическими фланцами. Это объясняется тем, что при воздействии на изолятор переменных температур, вследствие различия коэффициентов расширения фарфора и металла, в швах возникают значительные механические усилия.

Осмотр вводов производится эксплуатационным персоналом одновременно с осмотром оборудования, на котором установлены вводы.

На вводах силовых трансформаторов должны проводиться осмотры пяти различных видов:

1) При текущем осмотре обращают внимание на:

– Избыточный локальный нагрев – в данном случае необходимо обратить внимание на зажимы вводов. Для этого удобно заранее покрыть эту часть ввода термочувствительной краской.

– Загрязнение – когда на вводах много пыли и соляного налета, необходимо выполнить очистку ввода. Для этого трансформатор должен быть выведен из эксплуатации. При очистке следует использовать воду, аммоний или четыреххлористый углерод. Если вводы сильно загрязнены, нужно использовать концентрированную хлористоводородную кислоту.

– Механические повреждения – проводят осмотр на наличие каких-либо повреждений вводов, или утечек масла через них.

2) При плановом осмотре (выполняется каждые два года) проводят оценку разрушения изоляции – для обнаружения нарушения изоляции производятся измерения сопротивления изоляции и $\text{tg}\Delta$. Измерение сопротивления изоляции вводов является не простой задачей, поскольку вводы и обмотки трансформатора должны не быть связаны друг с другом. При измерении $\text{tg}\Delta$, необходимо отсоединять вводы от трансформатора. Когда сопротивление изоляции при нормальной температуре превышает 1000 МОм , можно считать, что изоляция находится в хорошем состоянии, но при этом следует принимать во внимание и значение $\text{tg}\Delta$.

3) Осмотр, связанный с нагревом частей вводов – излишний нагрев клемм вводов в большинстве случаев связан с ослаблением контакта. Если наблюдается именно это состояние, то необходимо очистить пыль и налет с контактов, и затянуть их.

4) Осмотр локальных повреждений (трещин) вводов – при наличии очень серьезных повреждений вводы должны быть заменены новыми.

5) Проверка утечек масла – необходимо проверить разные части вводов на предмет наличия утечек масла. Если масло протекает через уплотнение, следует затянуть, или заменить его.

Вводы нужно хранить в сухом месте в вертикальном положении. Рекомендуется хранить их в оригинальной упаковке.

10.2.4 Контроль обмотки и изоляции силовых трансформаторов

При техническом обслуживании обмоток и изоляции трансформаторов производят следующие работы:

- проверка наличия и качества прессовки обмоток путем пробного пожатия доступных прессующих винтов и домкратов тарированными (моментными) ключами. Проверка не проводится, если ее нет в программе работ, например, при повторном ремонте вскоре после ремонта с подпрессовкой обмоток;

- внешний осмотр доступных частей изоляции обмоток с контролем отсутствия соприкосновения междуфазовой изоляции с обмотками и отводами;

- проверка расстояния от междуфазовой изоляции до прессующих колец и других заземленных частей магнитопровода (это расстояние должно быть не менее 30 мм);

- проверка крепления экранирующих витков; оценка вертикальности столбов прокладок (допускается отклонение от вертикали не более ± 5 мм);

- проверка крепления отводов, состояния паек контактных соединений, затяжек гаек разъемных соединений отводов;

- оценка состояния бакелитовых цилиндров, экранов отводов, крепления реек изоляционных барьеров и экранов;

- проверка отсутствия замыканий между прессующими кольцами (при отдельной прессовке), а также между прессующими кольцами и активной сталью магнитопровода, касания изоляционными цилиндрами и рейками прессующих колец.

10.2.5 Текущий и капитальный ремонт силовых трансформаторов

В процессе эксплуатации отдельные части трансформатора под влиянием термических, электродинамических, механических и других воздействий постепенно теряют свои первоначальные свойства и могут прийти в негодность. Капитальный ремонт силового трансформатора представлен на рисунке 10.4.



Рисунок 10.4 – Капитальный ремонт силового трансформатора

В целях своевременного обнаружения и устранения развивающихся дефектов и предупреждения аварийных отключений для трансформаторов периодически проводятся текущие и капитальные ремонты.

Текущий ремонт трансформатора производится в следующем объеме:

- а) наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;
- б) чистка изоляторов и бака;
- в) спуск грязи из расширителя, доливка в случае необходимости масла, проверка маслоуказателя;
- г) проверка опускного крана и уплотнений;
- д) осмотр и чистка охлаждающих устройств;
- е) проверка газовой защиты;
- ж) проверка целостности мембраны выхлопной трубы;
- з) проведение измерений и испытаний.

При ремонте трансформаторов с принудительным маслководяным охлаждением следует обратить особое внимание на отсутствие подсоса воздуха в систему циркуляции масла и на проверку герметичности охладителей. Герметичность охладителей проверяется путем создания избыточного давления поочередно со стороны масляной, а затем водяной системы согласно действующим инструкциям.

Периодичность чистки и испытания охладителей зависит от местных условий (загрязнения воды, состояния охладителей) и производится не реже 1 раза в год.

При ремонте проверяется также состояние термосифонных фильтров и воздух осушителей.

У маслонаполненных вводов трансформаторов при ремонте производятся отбор пробы масла, доливка масла, в случае необходимости — и измерение тангенса угла диэлектрических потерь (не реже 1 раза в 6 лет).

В зависимости от местных условий работы, а также состояния трансформатора текущий ремонт производится по мере необходимости. Периодичность их устанавливает технический руководитель или лицо ответственное за электрохозяйство. Чаще всего эти работы выполняются не реже одного раза в год. Иногда этот срок может быть продлён до 1 раза в три года.

Капитальный ремонт выполняется по типовой номенклатуре работ и должен проводиться:

– Для трансформаторов 110 кВ и выше, мощность которых от 125 МВА и больше, не позднее чем через 12 лет после момента ввода его в работу. Это делается с учётом результата диагностического контроля. Дальнейшие ремонты производятся по мере необходимости;

– Все остальные менее мощные трансформаторы подлежат капитальному ремонту в соответствии с их состоянием и по итогам диагностического контроля.

Капитальный ремонт трансформатора производится в следующем объеме:

а) вскрытие трансформатора, подъем сердечника (или съемного бака) и осмотр его;

б) ремонт магнитопровода, обмоток (подпрессовка), переключателей и отводов;

с) ремонт крышки, расширителя, выхлопной трубы (проверка целостности мембраны), радиаторов, термосифонного фильтра, воздух осушителя, кранов, изоляторов;

д) ремонт охлаждающих устройств;

е) чистка и окраска бака;

ф) проверка контрольно–измерительных приборов, сигнальных и защитных устройств;

г) очистка или смена масла;

h) сушка активной части (в случае необходимости);

и) сборка трансформатора;

j) проведение измерений и испытаний.

10.3 Техника безопасности проводимая при обслуживании силовых трансформаторов

Перед началом проведения любых работ в силовых трансформаторах, следует тщательно изучить нормативные документы по соблюдению техники безопасности при работе на электроустановках. Для соблюдения безопасности требуется организовать целый ряд мероприятий. Сюда относят выдачу нарядов, распоряжений, допуска к работе, а также контроль при проведении работ, оформление необходимых перерывов. В первую очередь на проведение любых работ на бланке специальной формы должен быть выписан наряд. Это задание на безопасное проведение специального комплекса работ, в котором определяется место, время, состав бригады, а также лица, которые несут ответственность за работы и безопасность бригады.

Наряды и распоряжения могут выдавать только лица, у которых группа по электробезопасности не меньше пятой на установках с напряжением в 1000 В и выше и 4 группа электробезопасности для установок до 1000 В напряжением. Согласно технике безопасности следует выписывать наряд на работу в двух экземплярах и один из них отдается оперативному персоналу бригады непосредственно перед началом работы.

При работе по наряду бригада должна состоять как минимум из двух человек: того, кто производит работы и члена бригады. Производитель является ответственным лицом за проведение самих работ, за подготовку рабочего места и выполнение всех необходимых мер безопасности при монтаже трансформатора и прочих аналогичных работах. Этот же сотрудник выполняет подробный инструктаж бригады по всем мерам безопасности, которые касаются выполняемых работ.

Допуск к работе должен осуществляться допускающим сотрудником. Это ответственный сотрудник из оперативного персонала. Перед тем, как производится допуск к работе, ответственный руководитель вместе с производителем работ и допускающим персоналом должен проверить уровень подготовки рабочего места. Затем, на следующем этапе допускающий должен проверить состав бригады и уровень квалификации сотрудников, которые собираются участвовать в работе.

После того, как был осуществлен допуск бригады производитель работ или непосредственно наблюдающий специалист осуществляют надзор за соблюдением всех правил и мер безопасности, которые требуются для проведения работ. При этом проверяющему лицу запрещено отвлекаться на любую другую работу или оставлять бригаду без присмотра даже на короткое время.

Существует несколько мер, которые гарантируют безопасность при обслуживании трансформаторов. К ним относятся:

- баки в момент обслуживания трансформаторов, их эксплуатации и испытательных мероприятий должны быть заземлены;
- на крышке бака не должно быть посторонних предметов и инструментов;
- осмотр газового реле должен осуществляться со специальной стационарной лестницы;
- при осмотре работающего трансформатора запрещено находиться в области, где может произойти выброс масла из выхлопной трубы или предохранительного клапана;
- если трансформатор имеет явные признаки повреждения, то к нему запрещено приближаться, пока он находится под высоким напряжением;
- если РПН находится под напряжением, то его запрещено переключать рукояткой;

- у работающего трансформатора зажимы вторичных обмоток у встроенных преобразователей тока должны быть замкнуты накоротко с использованием спецперемычек в шкафу зажимов;
- бак обслуживаемого трансформатора следует продуть сухим чистым воздухом, а затем обеспечить доступ естественной вентиляции. Если монтажные работы проводятся внутри бака;
- если внутри бака работают люди, то за ними необходимо осуществлять непрерывный контроль;
- когда в бак заливается или сливается оттуда масло, сам бак, как и выводы его обмоток должны быть заземлены;
- трансформаторное масло не должно попадать на кожу, в случае попадания следует максимально быстро его удалить, чтобы масло не воздействовало на кожу длительное время;
- у приводов коммутационных типов аппаратов следует отключить оперативные цепи и цепи силового типа тока;
- при наличии ручного привода на нем обязательно выставить плакат с информацией, что здесь работают люди и включать рубильник запрещено;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе гидрологических данных были определены средние и максимальные расходы реки Ляпин, как для основного, так и для поверочного случая:

- средний многолетний расход реки составляет 248 м³/с;
- максимальный расход для основного случая составляет 1663,9 м³/с;
- максимальный расход для поверочного случая составляет 1898,2 м³/с.

В результате водно–энергетических расчетов была определена установленная мощность и средняя многолетняя выработка равные:

- $N_{уст}=160$ МВт;
- $\mathcal{E}_{ср\ многол}=534$ млн кВт·ч.

На следующем этапе было выбрано гидромеханическое оборудование станции, а именно тип и параметры турбины.

При выборе турбины были рассмотрены два варианта ПЛ40–а и ПЛ40–б. Дальнейшие расчеты показали, что наиболее подходящей и эффективной, является турбина ПЛ40–а в количестве 4 шт и номинальным диаметром 4,75 м.

Для данной турбины был подобран гидрогенератор СВ – 840/135 – 44, с частотой вращения 136,4 об/мин, и номинальной мощностью 40 МВт.

В качестве основного оборудования генераторного напряжения 10,5 кВ были выбраны: выключатель с элегазовой изоляцией НГИ2 – 17,5 – 50/6300, разъединитель РВРЗ – 1(2) – 20/8000 УЗ, трансформатор тока ТШЛ – СЭЩ – 20 – 8000/5 и трансформатор напряжения ЗНОЛ – СЭЩ – 15.

В качестве распределительного устройства выбрано КРУЭ ЕЛК – 14 220 кВ. В результате экономического расчёта, принимая во внимание важности высокой надёжности работы и простоты схемы, была выбрана одиночная схема станции.

Далее был произведен расчет основных защит блока генератор–трансформатор проектируемой Саранпаульской ГЭС. К ним относятся: защита системы возбуждения, защита от замыканий на землю обмотки статора генератора, защита от повышения напряжения, продольная дифференциальная защита генератора, защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2), защита от симметричных перегрузок (I1), дистанционная защита генератора Z1<, Z2<, защита от перегрузки обмотки ротора.

В состав ГТС входят:

- водосливная плотина высотой 41,88 м, длиной 923 м, отметка гребня 67,20 м, с 3 водопропускными пролетами шириной 9 м каждый, включающая 2 заглубленных водовыпуска диаметром 3,2 м для сброски полезного объема водохранилища и объема притока за период от НПУ до УМО;

- энергогасящее устройство в НБ в виде стенки, с водобойной плитой толщиной 3,88 м.

- здание ГЭС с 4 гидроагрегатами установленной мощностью 160 МВт

Все ГТС соответствуют нормативным требованиям по прочности и устойчивости на сдвиг.

Проект «Саранпаульской ГЭС на реке Ляпин», с установленной мощностью 160 МВт экономически оправдан.

Проект окупится еще до его окончания реализации, так как срок проекта составляет 240 месяца (20 лет), а период окупаемости 134 месяцев (11 лет и 2 месяца).

Себестоимость эл.энергии составляет 0,26 руб/Квт·ч. Удельные капиталовложения 80648,56 руб/Квт.

Начало строительства гидроузла запланировано на 2022 год. Выработка электроэнергии станцией начинается с 2026 года, что сокращает отрицательные денежные потоки данного предприятия. В 2033 году достигается точка безубыточности, в дальнейшем станция способна за счет своих доходов покрывать расходы и приносить прибыль.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. — Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. — 98 с.
2. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. — Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. — 541 с.
3. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. — Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. — 114 с.
4. Щавельев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций / Д.С. Щавельев. — Москва: Энергоатомиздат, 1988. — 399 с.
5. СП 58.13330.2019. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33–01–2003. – Введ. 17–06–2020 – М.: ФГУП ЦПП, 2020.
6. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06 – 85. – Введ. 01–01–2013 – М.: Минрегион России, 2013.
7. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04–82. – Введ. 01.01.2013. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2013. – 110 с
8. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии / Е.Ю. Затеева. — Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012. — 12 с.
9. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно–энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. — Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014. – 108с.
10. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4–е, перераб. и доп. – Москва :Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
11. СТО 17230282.27.140.022–2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» – Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 42с
12. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

13. СТО РусГидро 01.01.78–2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» – Введ. 27.12.2002 – Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.

14. СТО 56947007–29.240.014–2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35–750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10–750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.

15. СТО 56947007–29.240.30.010–2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. Типовые решения» – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.

16. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

17. СТО 17330282.27.140.020–2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с

18. ГОСТ Р 57114–2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно–диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» – Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

19. ГОСТ Р 56302– 2014 «Оперативно–диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

20. ГОСТ Р 56303–2014 «Оперативно–диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

21. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» – Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

22. Правила устройства электроустановок: 7–е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд–во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.

23. Чернобровов Н.В. Релейная защита / Н.В. Чернобровов. — Москва: Энергия, 1974. — 624 с.

24. Постановление №986 «О классификации гидротехнических сооружений» [Электронный ресурс] // Сервис «Гарант». – Режим доступа: <https://base.garant.ru/70495114/>.

25. Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993) (с учетом поправок, внесенных Законами РФ о поправках к Конституции РФ от 30.12.2008 N 6–ФКЗ, от 30.12.2008 N 7–ФКЗ, от 05.02.2014 N 2–ФКЗ, от 21.07.2014 N 11–ФКЗ) / Собрание законодательства РФ, 04.08.2014, N 31, ст. 4398.

26. РД 153–34.0–03.301–00 (ВППБ 01–02–95·). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] //Сервис «Законы, кодексы и нормативно–правовые акты РФ». – Режим доступа:

<https://legalacts.ru/doc/rd-153-340-03301-00-vppb-01-02-95-pravila-pozharnoi-bezopasnosti/>.

27. Приказ Министерства энергетики РФ от 26 июля 2017 г. N 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей» [Электронный ресурс] // Сервис «Гарант». – Режим доступа: <https://base.garant.ru/71779722/>.

28. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 17.03.2020 № 192 «О внесении изменений в методику оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей, утвержденную приказом Минэнерго России от 26 июля 2017 г. № 676» [Электронный ресурс] // Сервис «Гарант». – Режим доступа: <https://base.garant.ru/71779797/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирование гидроэлектростанции

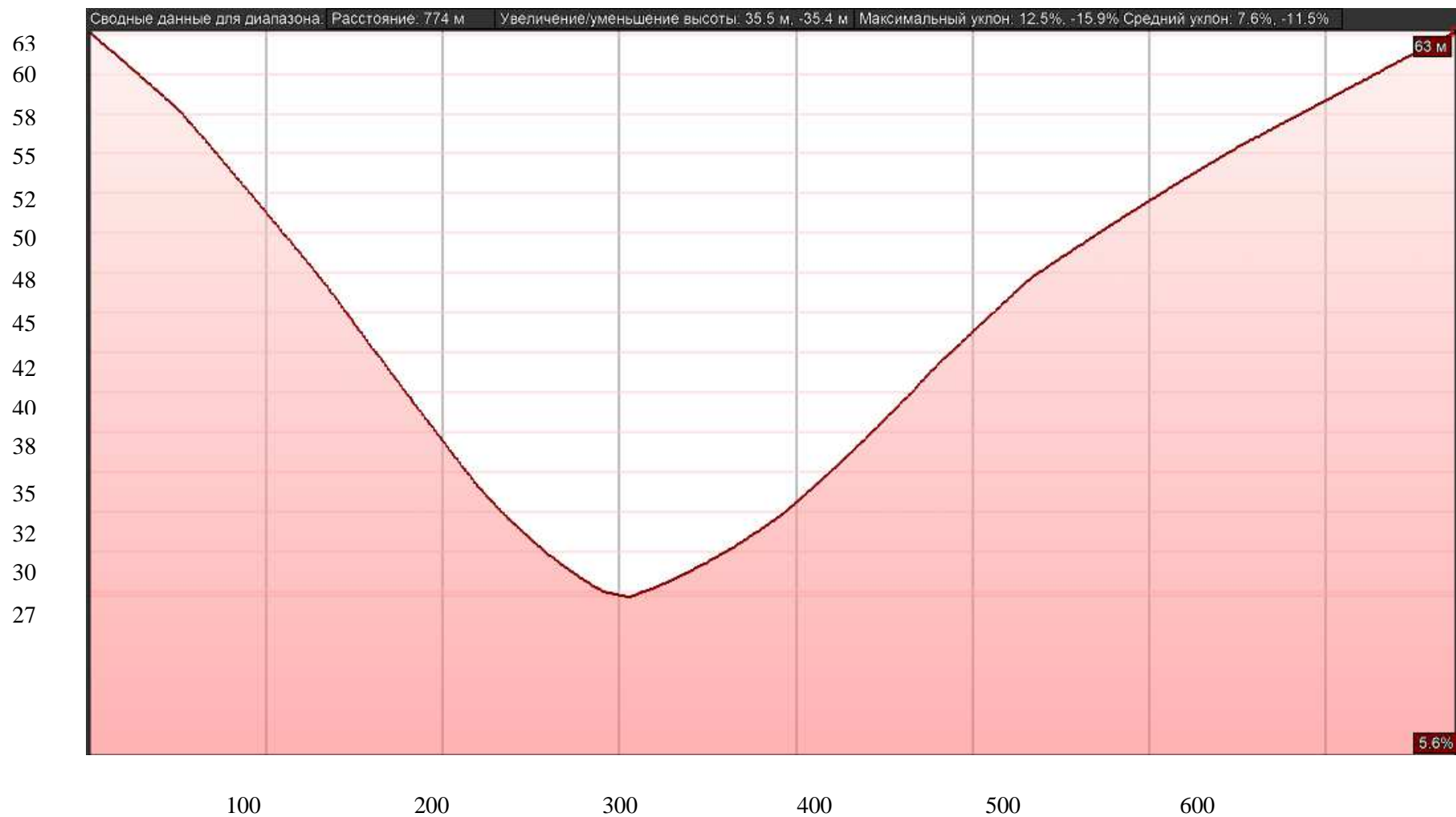


Рисунок А.1 – Сечение створа проектируемой ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно–энергетические расчёты

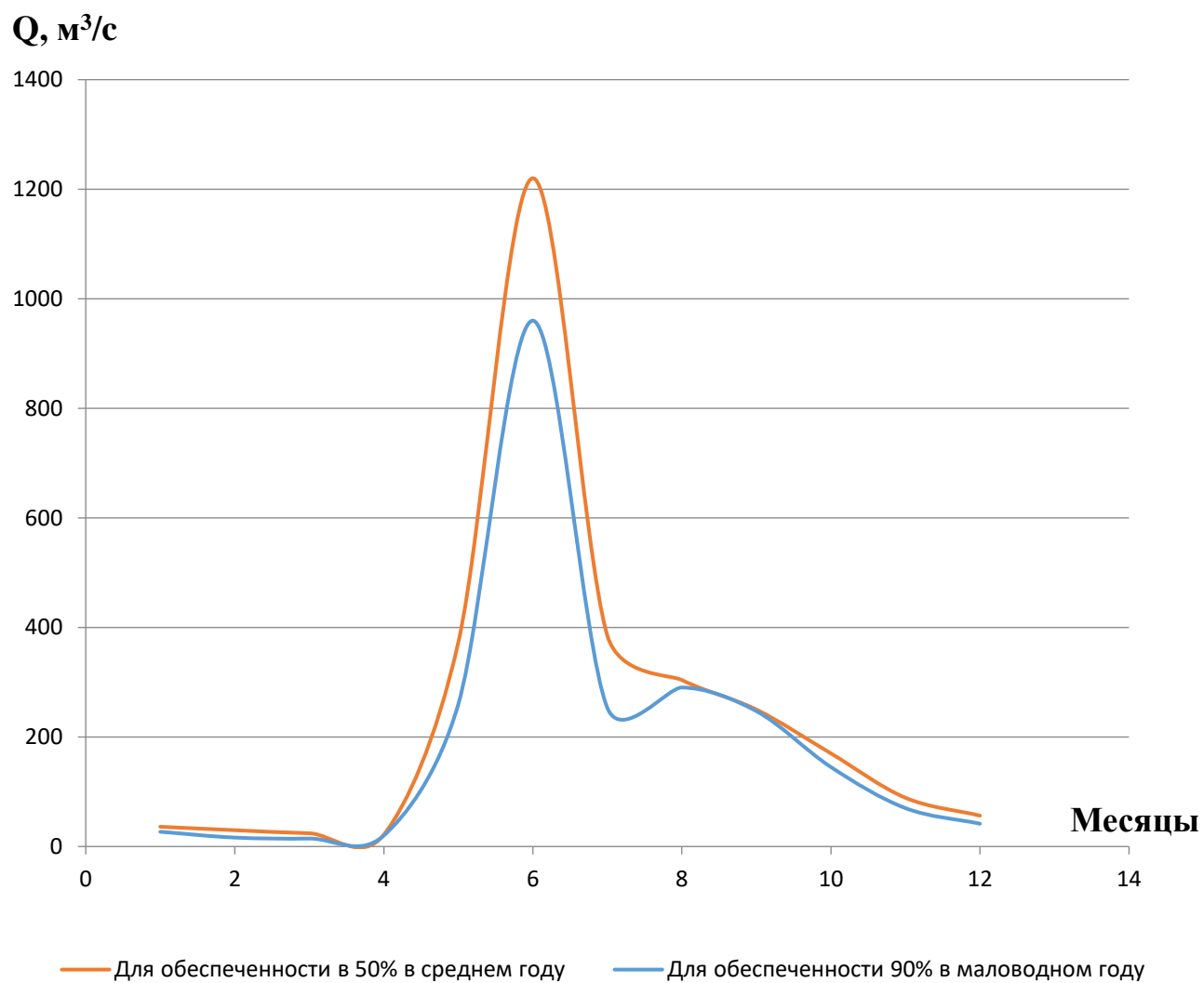


Рисунок Б.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

Продолжение приложения Б

Таблица Б.1 – Сработка–наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Первая итерация																					
Месяц	Q _{быт}	Q _{ш.}	Q _ф	Q _{ис}	Q _{лёд}	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{х.сб}	Q _{нб}	V _{нач}	d V	V _{кон}	Z _{начВБ}	Z _{конВБ}	Z _{ср}	Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{гар}
Единицы	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³	м ³	м ³	м	м	м	м	м	МВт	МВт
XI	70	0	2	1	2	65	208	130	273	0	275	6,92	0,54	6,38	63,00	61,93	62,47	30,88	31,29	74	74
XII	42	0	2	0	5	34	348	130	382	0	384	6,38	0,90	5,48	61,93	60,40	61,17	31,62	29,25	97	97
I	27	0	2	0	8	17	390	130	407	0	409	5,48	1,01	4,47	60,40	58,34	59,37	31,77	27,30	97	97
II	16	0	2	0	4	10	321	130	331	0	333	4,47	0,83	3,64	58,34	56,09	57,21	31,29	25,62	74	74
III	15	0	2	0	1	11	117	130	128	0	130	3,64	0,30	3,33	56,09	55,21	55,65	29,42	25,93	29	по ВХК
IV	20	0	2	0	-12	30	98	130	128	0	130	3,33	0,25	3,08	55,21	54,48	54,84	29,41	25,13	28	по ВХК
V	260	0	2	3	-8	263	-135	130	128	0	130	3,08	-0,35	3,43	54,48	55,49	54,98	29,42	25,26	28	по ВХК
VI	960	0	2	10	0	948	-820	130	128	0	130	3,43	-2,13	5,55	55,49	60,53	58,01	29,15	28,56	32	по ВХК
VII	253	0	2	3	0	249	-120	130	129	0	130	5,55	-0,31	5,87	60,53	61,05	60,79	29,15	31,34	35	по ВХК
VIII	290	0	2	3	0	286	-157	130	129	0	130	5,87	-0,41	6,27	61,05	61,74	61,39	29,15	31,94	36	по ВХК
IX	251	0	2	3	0	246	-118	130	128	0	130	6,27	-0,31	6,58	61,74	62,30	62,02	29,15	32,57	36	по ВХК
X	145	0	2	1	0	142	-14	130	128	0	130	6,58	-0,04	6,61	62,30	62,37	62,34	29,14	32,90	37	по ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка–наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Вторая итерация																					
Месяц	Q _{быт}	Q _{ш.}	Q _ф	Q _{ис}	Q _{лёд}	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{х.сб}	Q _{нб}	V _{нач}	d V	V _{кон}	Z _{начВБ}	Z _{конВБ}	Z _{ср}	Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{гар}
Единицы	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³	м ³	м ³	м	м	м	м	м	МВт	МВт
XI	70	0	0	1	2	67	170	130	237	0	237	6,92	0,44	6,48	63,00	62,11	62,56	30,57	31,69	65	65
XII	42	0	0	0	5	36	305	130	341	0	341	6,48	0,79	5,69	62,11	60,76	61,44	31,35	29,79	88	88
I	27	0	0	0	8	19	338	130	357	0	357	5,69	0,88	4,81	60,76	59,13	59,94	31,45	28,19	88	88
II	16	0	0	0	4	12	261	130	273	0	273	4,81	0,68	4,14	59,13	57,49	58,31	30,86	27,15	65	65
III	15	0	0	0	1	13	197	130	211	0	211	4,14	0,51	3,63	57,49	56,06	56,77	30,32	26,15	48	по ВХК
IV	20	0	0	0	-12	32	98	130	130	0	130	3,63	0,25	3,37	56,06	55,33	55,69	29,41	25,98	29	по ВХК
V	260	0	0	3	-8	265	-136	130	130	0	130	3,37	-0,35	3,72	55,33	56,35	55,84	29,41	26,13	29	по ВХК
VI	960	0	0	10	0	950	-821	130	130	0	130	3,72	-2,13	5,85	56,35	61,03	58,69	29,14	29,25	33	по ВХК
VII	253	0	0	3	0	250	-121	130	130	0	130	5,85	-0,31	6,17	61,03	61,55	61,29	29,14	31,85	36	по ВХК
VIII	290	0	0	3	0	287	-158	130	130	0	130	6,17	-0,41	6,58	61,55	62,30	61,92	29,14	32,49	37	по ВХК
IX	251	0	0	3	0	248	-119	130	130	0	130	6,58	-0,31	6,88	62,30	62,92	62,61	29,14	33,17	37	по ВХК
X	145	0	0	1	0	144	-14	130	130	0	130	6,88	-0,04	6,92	62,92	63,00	62,96	29,14	33,52	38	по ВХК

Продолжение приложения Б

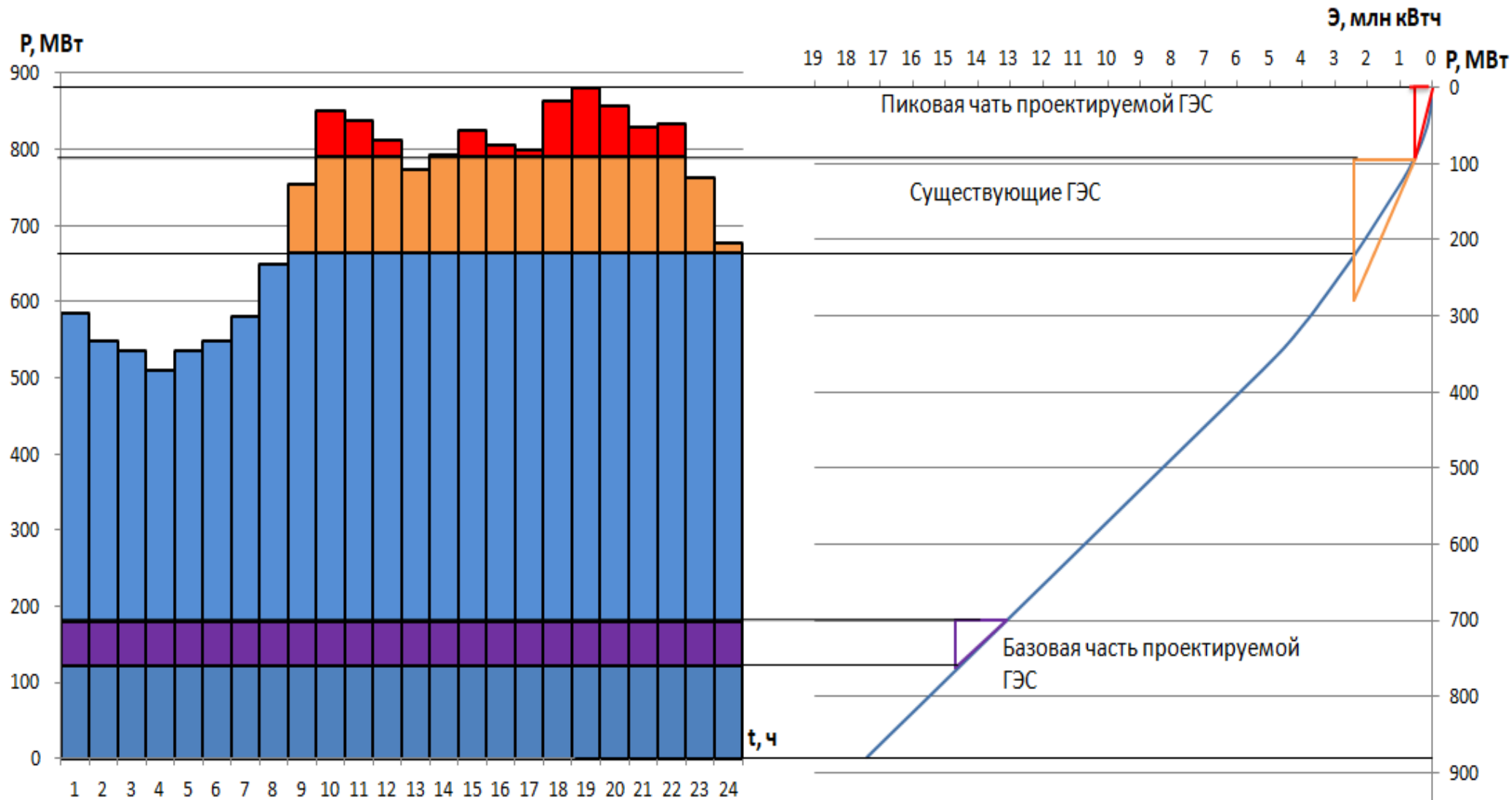


Рисунок Б.2 – График нагрузки и ИКН (январь)

Продолжение приложения Б

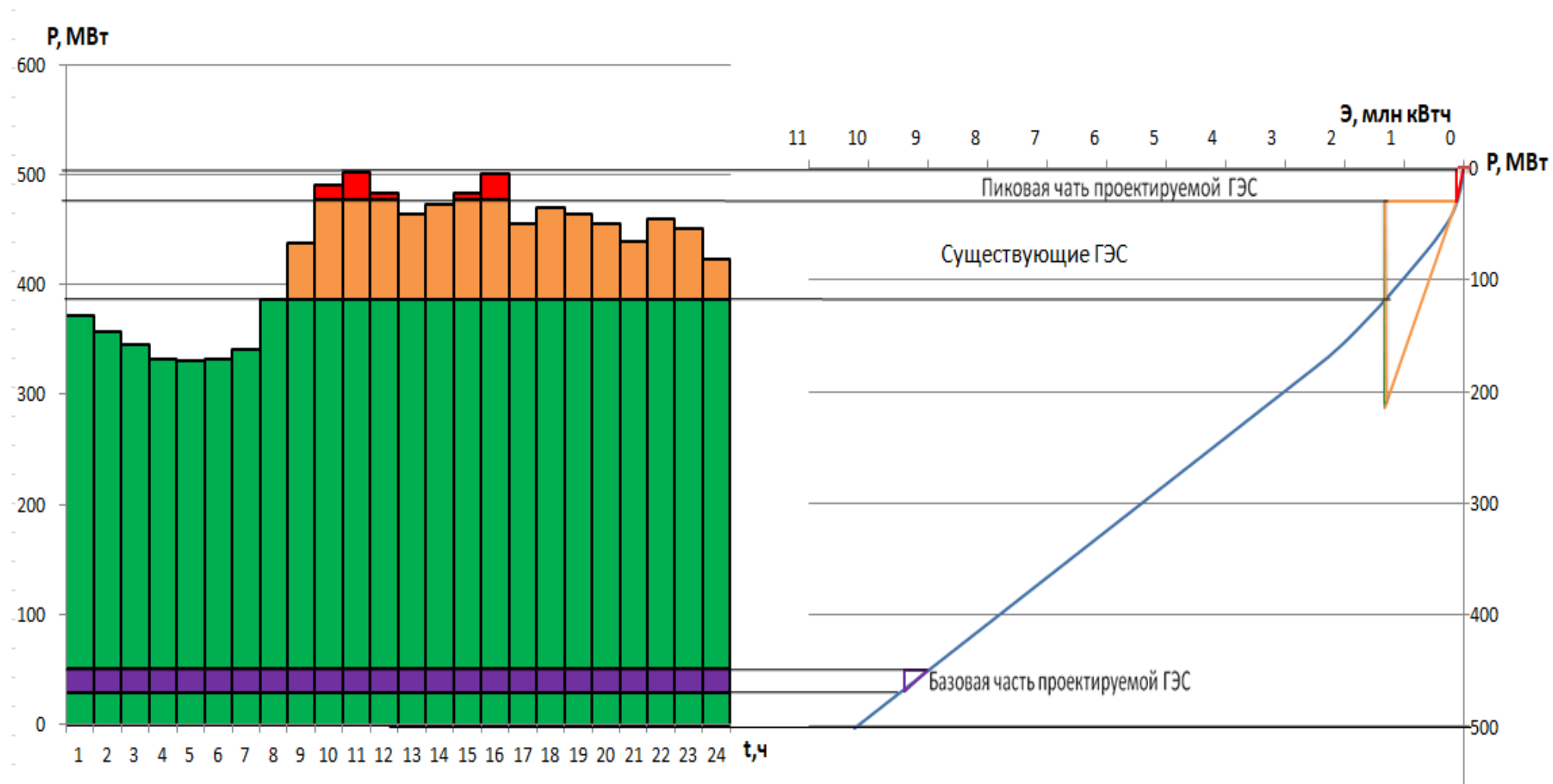


Рисунок Б.3 – График нагрузки и ИКН (июнь)

Окончание приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка–наполнение водохранилища в средневодном году

Месяц	Q _{быт}	Q _{ш.}	Q _ф	Q _{ис}	Q _{лед}	Q _{пол}	Q _{вдхр}	Q _{вхк}	Q _{гэс}	Q _{х.сб}	Q _{нб}	V _{нач}	d V	V _{кон}	Z _{начВБ}	Z _{конВБ}	Z _{ср}	Z _{НБ}	H	N _{гэс}	N _{гар}	ЭМЛН
Единицы	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³ /с	м ³	м ³	м ³	м	м	м	м	м	МВт	МВт	кВт ч
XI	89	0	0	1	2	86	149,80	130	236	0	236	6,92	0,39	6,53	63,00	62,21	62,61	30,56	31,75	65	65	46,92
XII	56	0	0	1	5	51	288,30	130	339	0	339	6,53	0,75	5,78	62,21	60,91	61,56	31,33	29,93	88	86	63,58
I	36	0	0	0	8	28	328,20	130	356	0	356	5,78	0,85	4,93	60,91	59,38	60,15	31,44	28,40	88	86	63,33
II	30	0	0	0	4	26	244,24	130	270	0	270	4,93	0,63	4,30	59,38	57,92	58,65	30,84	27,52	65	65	46,49
III	24	0	0	0	1	23	189,05	130	212	0	212	4,30	0,49	3,81	57,92	56,59	57,26	30,34	26,62	49	по ВХК	35,35
IV	22	0	0	0	-12	33	161,61	130	195	0	195	3,81	0,42	3,39	56,59	55,38	55,99	30,17	25,51	43	по ВХК	31,17
V	373	0	0	4	-8	377	-170,9	130	206	0	206	3,39	-0,44	3,83	55,38	56,66	56,02	30,28	25,44	46	по ВХК	32,88
VI	1220	0	0	12	0	1208	-852,4	130	355	0	355	3,83	-2,21	6,04	56,66	61,34	59,00	31,08	27,62	85	по ВХК	61,50
VII	385	0	0	4	0	381	-102,97	130	278	0	278	6,04	-0,27	6,31	61,34	61,81	61,58	30,56	30,71	74	по ВХК	53,52
VIII	304	0	0	3	0	301	-151,99	130	149	0	149	6,31	-0,39	6,71	61,81	62,55	62,18	29,37	32,51	42	по ВХК	30,34
IX	250	0	0	3	0	248	-78,89	130	169	0	169	6,71	-0,20	6,91	62,55	62,97	62,76	29,59	32,87	48	по ВХК	34,72
X	170	0	0	2	0	168	-4,05	130	164	0	164	6,91	-0,01	6,92	62,97	63,00	62,99	29,54	33,14	47	по ВХК	34,10
																				$\sum \text{э}$		534

Продолжение приложения В

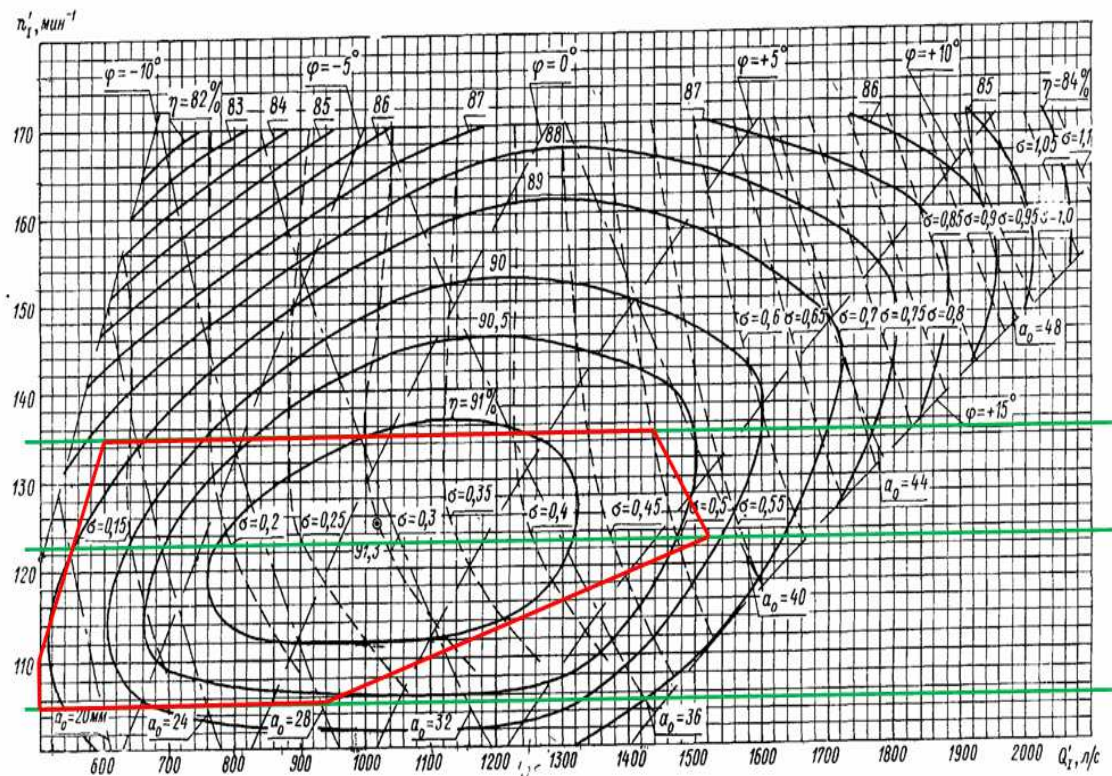


Рисунок В.2 – Главная универсальная характеристика с обозначенной рабочей зоной для гидротурбины ПЛ40–а–475

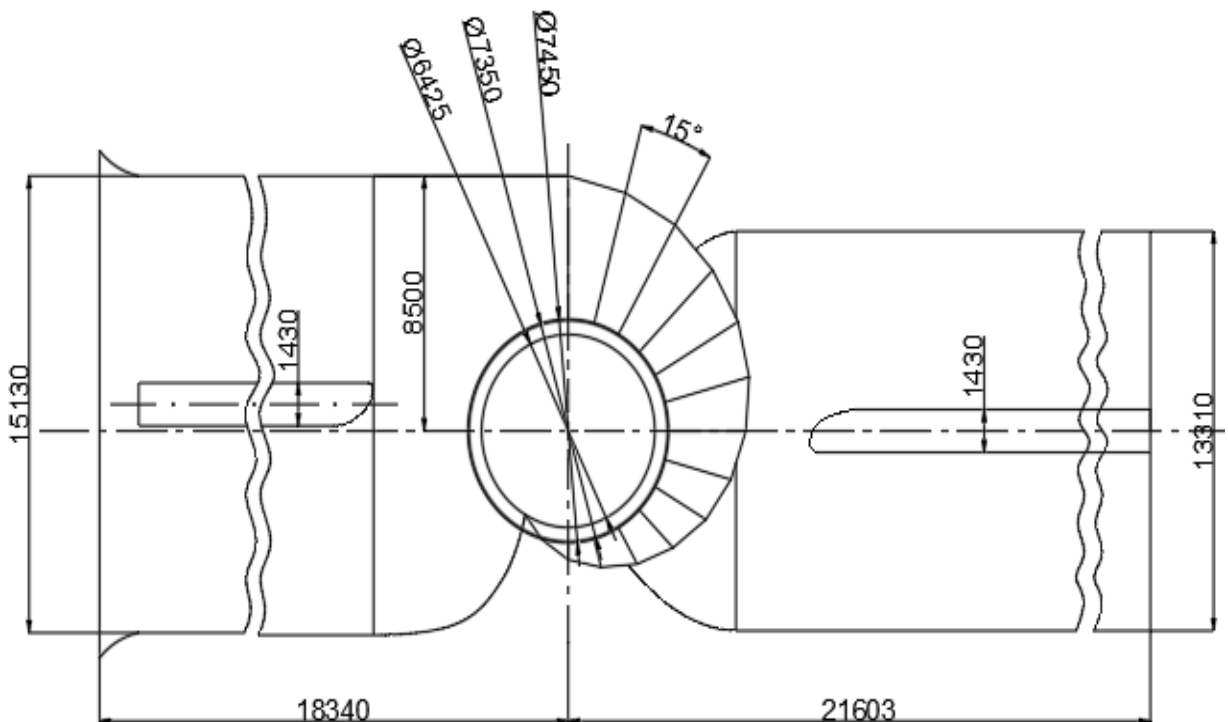


Рисунок В.3 – Спиральная камера, вид сверху

Окончание приложения В

Таблица В.1 – Расчет значений для круглого сечения спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	8,50	8,02	7,54	7,06	6,58	6,10	5,61	5,13	4,65	4,17	3,69	3,21
bi	4,81	4,52	4,23	3,94	3,65	3,36	3,07	2,78	2,49	2,20	1,91	1,62
rk	4,46	4,38	4,30	4,22	4,14	4,07	3,99	3,91	3,83	3,76	3,68	3,60
rk/ra	1,21	1,19	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98
ln(rk/ra)	0,19	0,17	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00	-0,02
ri/ra	2,31	2,18	2,05	1,92	1,79	1,66	1,53	1,40	1,27	1,14	1,00	0,87
ln(ri/ra)	0,84	0,78	0,72	0,65	0,58	0,51	0,42	0,33	0,24	0,13	0,00	-0,1
b·ln(ri/ra)	7,12	6,25	5,41	4,60	3,83	3,08	2,38	1,72	1,10	0,53	0,02	-0,43
rk·ctg(γ)	16,64	16,35	16,06	15,77	15,48	15,19	14,89	14,60	14,31	14,02	13,73	13,44
rk·ctg(γ)·ln(rk/ra)	14,28	12,52	10,84	9,24	7,71	6,25	4,87	3,56	2,32	1,14	0,04	-1,00
mi	2,91	2,62	2,33	2,04	1,75	1,46	1,17	0,88	0,59	0,30	0,01	-0,28
Ji	4,00	3,55	3,11	2,68	2,27	1,88	1,51	1,16	0,83	0,53	0,26	0,03
ϕ i	210,00	186,21	163,12	140,80	119,32	98,75	79,20	60,78	43,63	27,93	13,90	1,82
ai	4,82	4,34	3,86	3,38	2,90	2,42	1,94	1,46	0,98	0,50	0,02	-0,46

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,31 \cdot I_H$	1,42 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	–	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,62 \cdot I_H$	2,84 А	
		Тормозной ток, В	$2,0 \cdot I_H$	9,16 А	
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_H$	27,49 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	–	5 В
		t_2	U_{0G}	–	15 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, K_T	1,3	–	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	1,4	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	1,2	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	0,07	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	0,175	0,8 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	1,28	5,86 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	1,07	4,90 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	1,1	5,0 А
		ОТС	$I_{1отс}$	1,53	7,0 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,105	0,230 м
			$Z_{см1}$	0	0 Ом
		2 ступень	Z_2	0,35	0,77 Ом
			$Z_{см2}$	$0,07 \cdot Z_2$	0,05 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	1,07	0,96 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	1,1	0,99 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	2,24	2,02 А
Защита ТСЗП		ТО	$I_{ТО}$	23,48	27
		МТЗ	$I_{МТЗ}$	3,48	4,0

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит:

Защиты		Действие							
Наименование	Обозначение	Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ 220 кВ	Предупредительный сигнал	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС I	t_1					+	
			t_2					+	
	t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС	t_1					+	
			t_2					+	
	t_3	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2					+	
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО	+	+					
		Отсечка	+	+					

ПРИЛОДЕНИЕ Д

Компоновка и сооружения гидроузла

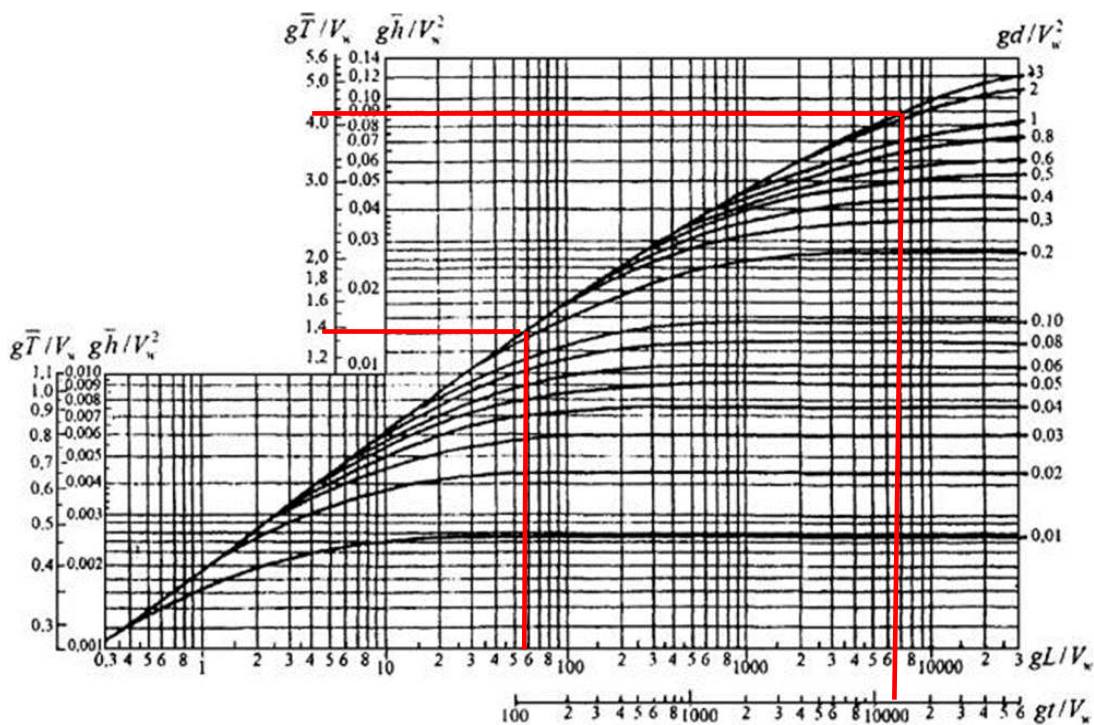


График Д.1 – Определение параметров $\frac{gh}{V_w^2}$, $\frac{gT}{V_w}$

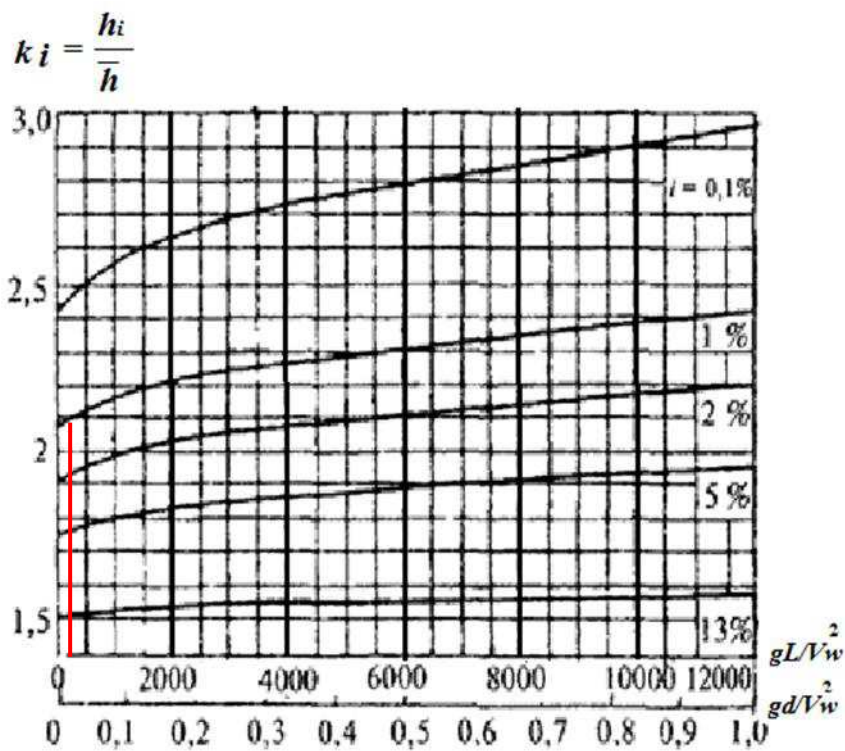


График Д.2 – Определение коэффициента K_i

Продолжение приложения Д

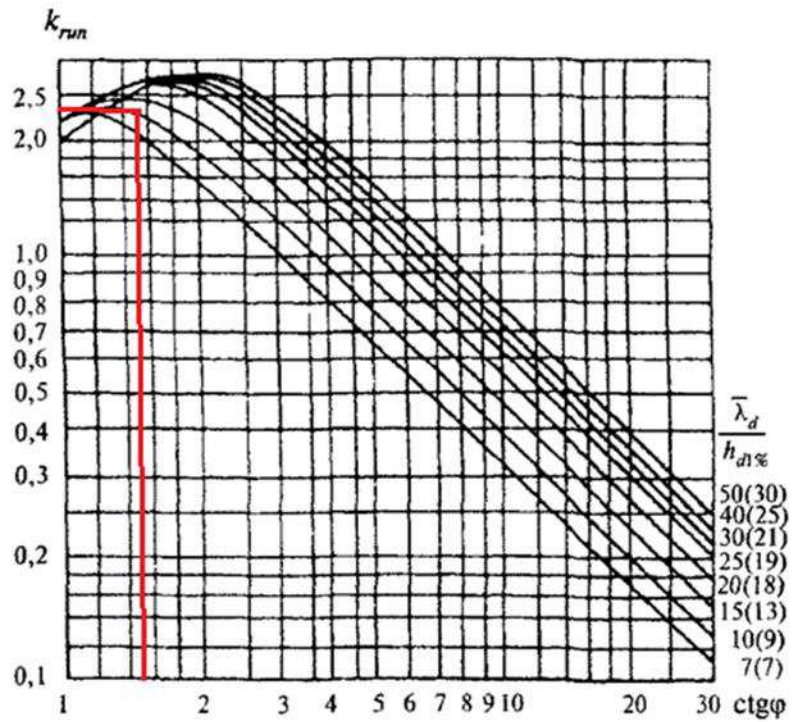


График Д.3 – Определение коэффициента k_{run}

P_H , м	H , м								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	3,0	4,2	5,4	6,5	7,5	8,5	9,6	10,6	11,6
20	4,0	6,0	9,7	8,9	10,0	11,0	12,2	13,3	14,3
30	4,5	7,5	9,7	11,0	12,4	13,5	14,7	15,8	16,8
40	4,7	8,4	11,0	13,0	14,5	15,8	17,0	18,0	19,0
50	4,8	8,8	12,2	14,5	16,5	18,0	19,2	20,3	21,3
60	4,9	8,9	13,0	15,5	18,0	20,0	21,2	22,2	23,2

Рисунок Д.1 – Значение сопрягающихся радиусов R в зависимости от напора на водосливе H и высоты водосливной плотины p_H

Окончание приложения Д

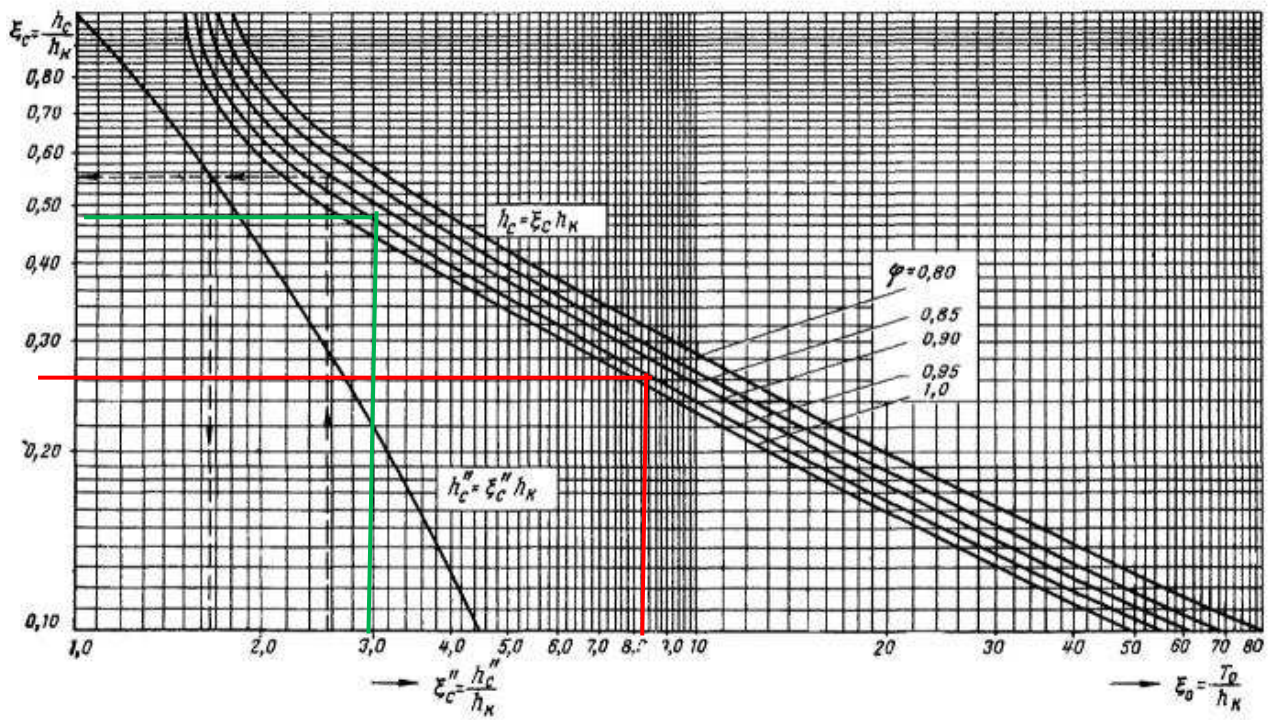



Рисунок Д.2 – График М.Д. Чертоусова

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия
«16» июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ САРАНПАУЛЬСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЛЯПИН.
ОБСЛУЖИВАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
тема

канд. техн. наук, доцент
кафедры

ГГЭЭС Саяно-Шушенский
филиал СФУ

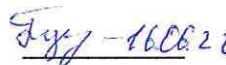
Руководитель


подпись, дата 16.06.22

должность

Р.Ю. Беляев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата 16.06.22

Д.С. Бугаев
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме « Проектирование Саранпальской ГЭС на реке Ляпин. Обслуживание силовых трансформаторов »

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

А.И. Мухомов А.И. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

В.И. Замелько 07.06.22 Замелько В.И.
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Д.В. Класовичев Д.В. Класовичев
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.И. Мухомов А.И. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

М.А. Пермякин 19.04.22 М.А. Пермякин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

С.Н. Риженикова 10.04.22 С.Н. Риженикова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.И. Татаркин 15.06.22 В.И. Татаркин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.А. Кадомов 21.04.22 В.А. Кадомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Манасова 02.02.22 В.В. Манасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

К.Р. Симельников 14.06.22 К.Р. Симельников
подпись, дата инициалы, фамилия